



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL

**PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO
CONSIDERANDO EXTERNALIDADES AMBIENTAIS,
BENEFÍCIOS E INVESTIMENTOS ECONÔMICOS, FOCO EM
ENERGIA SOLAR**

VINÍCIUS DAVID GUIMARÃES
ORIENTADOR: RAFAEL AMARAL SHAYANI

PROJETO FINAL 2 EM ENGENHARIA AMBIENTAL

BRASÍLIA / DF: NOVEMBRO / 2018

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL**

**PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO CONSIDERANDO
EXTERNALIDADES AMBIENTAIS, BENEFÍCIOS E INVESTIMENTOS
ECONÔMICOS, FOCO EM ENERGIA SOLAR**

VINÍCIUS DAVID GUIMARÃES

MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL EM ENGENHARIA AMBIENTAL.

APROVADA POR:

**RAFAEL AMARAL SHAYANI – UnB
(ORIENTADOR)**

**CONCEIÇÃO DE MARIA ALVES – UnB
(EXAMINADOR INTERNO)**

**Carlos Henrique Ribeiro Lima – UnB
(EXAMINADOR INTERNO)**

BRASÍLIA/DF, ____ DE _____ DE 2018

FICHA CATALOGRÁFICA

GUIMARÃES, VINÍCIUS DAVID

Planejamento energético brasileiro considerando externalidades ambientais, benefícios e investimentos econômicos, foco em energia solar [Distrito Federal] 2018.

(ENC/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Ambiental, 2018)

Monografia de Projeto Final – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental

1. Planejamento energético

2. Externalidades ambientais

3. Energia solar

4. Investimento econômico

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

GUIMARÃES, V.D. (2018) Planejamento energético brasileiro considerando externalidades ambientais, benefício e investimentos econômicos, foco em energia solar. Brasília, DF, 2018, 78 p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Vinícius David Guimarães

TÍTULO DA MONOGRAFIA DE PROJETO FINAL: Planejamento energético brasileiro considerando externalidades ambientais, benefícios e investimentos econômicos, foco em energia solar.

GRAU/ANO: Bacharel em Engenharia Ambiental/2018

É concedida à Universidade de Brasília a permissão para reproduzir cópias desta monografia de Projeto Final e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia de Projeto Final pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Vinícius David Guimarães

Condomínio Estância Jardim Botânico, Conjunto F, Casa 117

71680365 – Brasília – DF – Brasil.

Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	5
LISTA DE TABELAS.....	6
1 INTRODUÇÃO.....	7
1.1 OBJETIVOS GERAIS	10
1.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1 CONTEXTO MUNDIAL.....	11
2.2 CONTEXTO ELÉTRICO BRASILEIRO.....	13
2.2.1 HISTÓRICO ELÉTRICO BRASILEIRO	13
2.2.2 CONSUMO ELÉTRICO BRASILEIRO	15
2.2.3 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	19
2.2.4 POTENCIAL HÍDRICO ENERGÉTICO BRASILEIRO	20
2.2.5 CRISE HÍDRICA BRASILEIRA E ENERGIA	20
2.2.6 METAS BRASILEIRAS NO ACORDO DE PARIS.....	22
2.2.7 COMO O BRASIL CONSIDERA A VIABILIDADE DE UMA FONTE ENERGÉTICA.....	23
2.3 ENERGIA SOLAR.....	24
2.3.1 INTRODUÇÃO	24
2.3.2 ASPECTOS AMBIENTAIS	24
2.3.3 ASPECTOS ECONÔMICOS.....	26
2.3.4 GERAÇÃO DISTRIBUIDA DE ELETRICIDADE	27
2.3.4.1 CONCEITO	27
2.3.4.2 POTENCIAL DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL.....	28
2.3.4.4 ASPECTOS LEGAIS	30
2.4 EXTERNALIDADE AMBIENTAL.....	31
2.4.1 POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA.....	33
2.4.2 ESTIMATIVA DOS CUSTOS ENERGÉTICOS SEM EXTERNALIDADES	35
2.4.3 ESTIMATIVA DOS CUSTOS ENERGÉTICOS COM EXTERNALIDADES	38
2.4.3.1 PARÂMETROS ANALISADOS.....	39
2.4.3.2 DADOS REFERENTES AS EMISSÕES	44
3 METODOLOGIA.....	47
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	47
3.2 CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO.....	47
3.3 MODELO DE VIABILIDADE DE UMA FONTE ENERGÉTICA.....	48
3.4 VIABILIDADE DO INVESTIMENTO EM NOVAS POLÍTICAS PARA A MAIOR INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL.....	51
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	60
5. CONCLUSÃO	73
6 BIBLIOGRAFIA	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Emissão e consumo energético mundial.....	11
Figura 2 – Percentual de potência instalada por fonte.....	15
Figura 3 – Histórico do consumo elétrico brasileiro (GWh).....	16
Figura 4 – Projeção do aumento de consumo elétrico brasileiro (GWh).....	16
Figura 5 – Consumo total de eletricidade por setor.....	17
Figura 6 – Participação por fonte na capacidade instalada.....	18
Figura 7 – Valores de capacidade instalada (MW).....	18
Figura 8 – Participação por fonte na produção de energia.....	19
Figura 9 – Viabilidade de uma fonte energética.....	23
Figura 10 – Comparação do preço das fontes energéticas (USD/MWh).....	38
Figura 11 – Plataforma para o cálculo do custo nivelado de fontes energéticas.....	39
Figura 12 – Emissão total (gCO ₂ eq/kWh).....	46
Figura 13 – Novo modelo de viabilidade de uma fonte energética.....	48
Figura 14 – Fluxograma metodologia.....	52
Figura 15 – Relação entre o ganho percentual de consumo de energia solar no SIN e o ganho de capacidade instalada (GWh).....	59
Figura 16 – Relação entre o ganho percentual de consumo de energia solar no SIN e o consumo adicional de energia solar (GWh).....	60
Figura 17 – Relação das emissões de GEE mitigadas e totais (tCO ₂ eq).....	61
Figura 18 – Comparação entre o custo nivelado calculado (LCOE _I) e o custo nivelado da literatura.....	63
Figura 19 – Estimativa dos custos de implementação mínimos e máximos para cada tecnologia de produção energética, EPE.....	66
Figura 20 – Estimativa dos custos de implementação mínimos e máximos para cada tecnologia de produção energética, IPCC.....	67
Figura 21 – Estimativa do benefício econômico de se investir em energia solar, EPE.....	69
Figura 22 – Estimativa do benefício econômico de se investir em energia solar, IPCC.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Participação por fonte na geração elétrica mundial (TWh).....	12
Tabela 2 – Projeção da emissão de GEE pela geração de energia elétrica (tCO ₂ eq).....	18
Tabela 3 – Projeção de ganho de eficiência energética por setor.....	20
Tabela 4 – Projeção de incidência de chuvas na Amazônia.....	22
Tabela 5 – Categoria de potência para a GD.....	27
Tabela 6 – Número de unidades consumidoras residenciais com sistemas fotovoltaicos.....	29
Tabela 7 – Projeção da redução de custos dos sistemas fotovoltaicos residenciais.....	29
Tabela 8 – Projeção de potência instalada de GD fotovoltaica.....	30
Tabela 9 – Valores dos parâmetros de implementação de fontes energéticas.....	37
Tabela 10 – Ganho de capacidade instalada.....	58
Tabela 11 – Consumo adicional de energia solar.....	59
Tabela 12 – Emissão de GEE por fonte (tCO ₂ eq).....	60
Tabela 13 – Dados de entrada para o cálculo do custo nivelado.....	62
Tabela 14 – Custo nivelado (LCOE _I) por fonte energética.....	62
Tabela 15 – Dados de entrada para o cálculo do custo de externalidades ambientais.....	63
Tabela 16 – Custo nivelado considerando externalidades ambientais (LCOE _{AMB}).....	64
Tabela 17 – LCOE _{AMB} para os dados de referência EPE.....	65
Tabela 18 – LCOE _{AMB} para os dados de referência IPCC.....	65
Tabela 19 – Custo de implementação de cada tecnologia para suprir a demanda de consumo, com dados de referência EPE, em bilhões de dólares.....	66
Tabela 20 – Custo de implementação de cada tecnologia para suprir a demanda de consumo, com dados de referência IPCC, em bilhões de dólares.....	67
Tabela 21 – Estimativa do ganho econômico (EGE).....	68
Tabela 22 – Benefício econômico pela implementação de energia solar fotovoltaica ao invés das termoeletricas a carvão e a gás natural, em bilhões de dólares, fonte de referência EPE.....	68
Tabela 23 – Benefício econômico pela implementação de energia solar fotovoltaica ao invés das termoeletricas a carvão e a gás natural, em bilhões de dólares, fonte de referência IPCC.....	70

1 INTRODUÇÃO

É possível resumir o efeito estufa como um fenômeno que ocorre quando gases, como gás carbônico, metano, óxido nitroso e vapor d'água, se acumulam na atmosfera terrestre. Apesar de serem transparentes à luz visível vinda do sol, estes gases bloqueiam parte da radiação infravermelha emitida pela superfície terrestre (IPCC, 2007).

Graças à expansão industrial dos últimos 150 anos, as emissões antropogênicas destes gases aumentaram consideravelmente, colaborando, assim, para o aumento do efeito estufa e consequentemente aumentando a temperatura terrestre. Este impacto é conhecido como aquecimento global (IPCC, 2007). A comunidade científica atual reconhece que o aumento de temperatura ocorrido nas últimas décadas é causado por ações antropogênicas (IPCC, 2014).

Atualmente, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) globais para fins energéticos superam a marca de 32 bilhões de toneladas equivalentes de CO₂ (IEA, 2016), porém existem esforços internacionais, como o Acordo de Paris, que tem o objetivo de frear o aumento médio da temperatura terrestre em até 2°C acima dos níveis pré-industriais, a fim de mitigar os efeitos das mudanças climáticas. Para tal é necessário reduzir as emissões de GEE. Como as emissões energéticas tem papel fundamental no nível dos impactos causados pelo aquecimento global, é importante estudar as contribuições da produção de energia elétrica, essencial para a vida humana na terra no século XXI.

Atualmente no Brasil cerca de 61% de toda oferta interna de energia elétrica é proveniente de hidrelétricas, que é considerada uma fonte livre de emissões, apesar de estudos do IPCC de 2014 indicarem certas inconsistências nas emissões das hidrelétricas mundiais, vide Figura 12.

Existem cenários de estudos hidrológicos para o caso brasileiro que indicam que pode vir a ocorrer nas próximas décadas o aumento dos períodos de secas e a redução de precipitações, inclusive em áreas férteis em questões hídricas, como a região da Amazônia (BCMC, 2014). Caso estes cenários se concretizem, a participação das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira deve diminuir e, consequentemente, aumentar a necessidade da contribuição de usinas térmicas de carvão e gás natural, segundo projeção da COPPE para a matriz elétrica brasileira, desta forma, ampliando a emissão de GEE brasileiro, pela produção de energia elétrica.

A energia solar fotovoltaica pode possuir um caráter de implementação favorável para o Brasil, uma vez que o país conta com altos índices de radiação solar, consideravelmente superiores a países que apresentam uma maior participação desta fonte em suas matrizes elétricas, como a Alemanha, por exemplo (Barbosa Filho, *et al.* 2015). Além disso, a energia solar fotovoltaica possui uma emissão muito baixa de GEE e um potencial econômico alto, devido à geração de empregos de sua cadeia produtiva.

A maneira como o Brasil analisa a viabilidade de uma fonte energética pode ser uma das causas para o aumento da participação de fontes com elevada emissão de GEE como gás natural e carvão. Em sua avaliação, o Brasil não prioriza os aspectos ambientais como uma das bases de análise fundamental, isto é o que consta na nota técnica DEA 19/14, “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos” de 2014 da EPE, aonde os principais pontos analisados, são: recurso, técnico, econômico e mercadológico (EPE, 2014).

A análise de viabilidade de uma fonte energética sem considerar aspectos ambientais como um dos pontos principais pode vir a ser uma desvantagem para o país a longo prazo, pois as principais fontes de produção de energia elétrica no Brasil geram externalidades ambientais, como o alagamento produzido pelos reservatórios das usinas hidrelétricas ou a emissão de gases poluentes na atmosfera pelas termoeletricas.

As externalidades ambientais negativas, também chamadas de custos externos, na maioria dos casos não são compensadas pelas empresas que geram estes custos, que podem ser traduzidos financeiramente como o aumento da demanda de serviços hospitalares, devido a danos à saúde agravados pela poluição atmosférica, por exemplo (EPA, 1995).

A omissão dos custos das externalidades ambientais pode produzir um quadro distorcido da realidade. Considerar as externalidades ambientais e incluir os custos pode melhorar a análise de custo/benefício de uma tecnologia energética, pois, caso não seja atribuído valores a estes aspectos, o mercado, automaticamente, atribuirá um valor nulo ao dano ambiental (Harris e Jonathan M., 2002).

Com o objetivo de reduzir na matriz elétrica brasileira a demanda por fontes energéticas que geram externalidades ambientais negativas com impacto considerável para a população, a longo prazo, como a emissão de poluentes atmosféricos, é proposto neste estudo a priorização dos aspectos ambientais como uma das bases de análise fundamental para a utilização de uma fonte energética.

Considerando os aspectos ambientais como um dos pilares para a análise de utilização de uma fonte energética, realiza-se um estudo com dois cenários da maior inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira presentes no relatório “Demanda de Energia 2050” da EPE, um de referência, aonde os incentivos para a utilização desta fonte não são aprimorados, e outro de novas políticas de incentivo, que incorpora a redução de impostos e financiamento para a utilização desta fonte, por exemplo.

Os dois cenários ampliam consideravelmente a participação da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, que atualmente é responsável por apenas 0,02% da oferta interna de energia elétrica (ANEEL, 2017). Entretanto, o cenário de novas políticas de incentivo considera a energia solar fotovoltaica com uma maior parcela na matriz elétrica brasileira, chegando a 8,7% na metade do século, devido a estímulos políticos e econômicos para esta fonte energética (EPE, 2016).

Tomando como base o aumento de participação da energia solar, no cenário de novas políticas de incentivo, e o novo modelo de viabilidade de uma fonte energética proposto, é realizada uma análise de custo, comparando o valor de implementação desta fonte energética renovável, com duas fontes de energia não renováveis, as termoeletricas a carvão e a gás natural. Nesta análise de custo são considerados aspectos ambientais, como o acréscimo do valor de externalidades ambientais no custo final das tecnologias de produção energética, a emissão de CO₂ equivalente, por fonte, além da análise que incorpora benefícios econômicos pelo investimento em energias renováveis no Brasil, através da geração de novos mercados, de Pao e Fu, 2013.

O Brasil necessariamente deve aumentar a capacidade de suas fontes de geração de energia elétrica, graças ao crescimento da demanda projetado para os próximos anos, porém, talvez, não seja de forma obrigatória que deve-se aumentar a participação de fontes de alta emissão de GEE. Com estudos que englobem aspectos ambientais juntamente com questões técnicas, econômicas e mercadológicas, possivelmente o Brasil consiga suprir a demanda energética para as próximas décadas, além de reduzir a emissão de gases poluentes na atmosfera, mitigando certos efeitos colaterais que o lançamento destes gases podem causar, além de contribuir para o cumprimento de acordos internacionais assinados pelo Brasil, auxiliando em questões diplomáticas e sendo um exemplo na área energética, para que outros países possam desenvolver uma matriz elétrica renovável.

1.1 OBJETIVOS GERAIS

Este trabalho tem como objetivo geral auxiliar na mudança da análise de viabilidade de fontes energéticas, incorporando os aspectos ambientais como um dos principais parâmetros analisados. Ao longo do estudo realiza-se a comparação do custo de implementação da energia solar fotovoltaica com as termoelétricas a carvão e a gás natural, para uma parcela específica do crescimento da demanda energética brasileira nas próximas décadas. Esta comparação incorpora custos e benefícios ambientais e econômicos de cada fonte energética. O intuito é obter um resultado que seja satisfatório ambientalmente, com a redução de emissão de gases poluentes, socialmente, com a disponibilidade de energia elétrica de forma segura para a sociedade brasileira e economicamente, com o retorno dos investimentos governamentais em políticas de incentivo e ainda com possíveis ganhos econômicos.

1.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar o custo de produção energética das termoelétricas a carvão e a gás natural, e da energia solar fotovoltaica, considerando externalidades ambientais, assim como a emissão de GEE de cada tecnologia para suprir uma demanda específica do consumo energético brasileiro.
- Estimar os custos e ganhos econômicos de aumentar a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, em comparação com as termoelétricas a carvão e a gás natural, nas próximas décadas no Brasil.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONTEXTO MUNDIAL

As emissões mundiais de gás carbônico na atmosfera têm um aumento sistemático. Em 1973 o lançamento a partir de queimas de combustíveis com fins energéticos foi de 15,45 bilhões de toneladas. Já em 2014 foi de 32,38 bilhões de toneladas (IEA, 2016). As projeções para 2020 e 2040 é que sejam emitidos 35,6 e 43,2 bilhões de toneladas, respectivamente (International Energy Outlook, 2016).

O aumento das emissões caminha junto com o aumento da energia utilizada mundialmente, em 1973 foram utilizados 6.101 Mtoe, considerando fontes como carvão, hídrica, petróleo, gás natural, nuclear, renováveis (solar, eólica, geotérmica, etc.) e biocombustíveis; em 2014 foram 13.699 Mtoe (IEA, 2016).

A projeção para 2040 é de um consumo de 20.537 Mtoe, os países que devem liderar este crescimento não são membros da Organização para a Cooperação do Desenvolvimento Econômico (OCDE), como a China e Índia, por exemplo, que segundo a projeção, deverão representar mais da metade do aumento do consumo energético até 2040 (International Energy Outlook, 2016).

A Figura 1 ilustra o crescimento mundial das emissões de gás carbônico na atmosfera e o aumento da energia utilizada mundialmente.

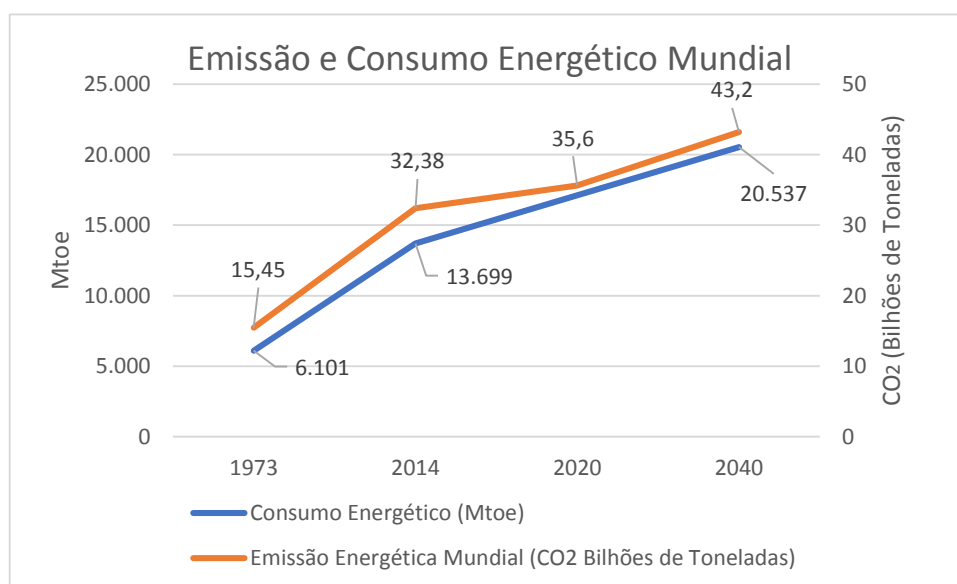


Figura 1 – Emissão e consumo energético mundial.
FONTE: IEA (2016) e International Energy Outlook (2016)

A geração mundial de energia elétrica, assim como as outras finalidades energéticas, também apresenta um aumento sistemático durante as últimas décadas, em 1973 foram gerados 6.128 TWh a partir de fontes como petróleo e derivados, gás natural, nuclear, hídrica, carvão e renováveis não hídricas (geotermal, solar, eólica, etc.), em 2014 foram gerados 23.813 TWh (Key World Energy, 2016). A projeção para 2040 indica que serão gerados 36.500 TWh, a eletricidade tem o crescimento mais rápido entre os usos finais de consumos energéticos (International Energy Outlook, 2016). A Tabela 1 indica a participação de cada fonte na geração de energia elétrica.

Tabela 1 – Participação por fonte na geração elétrica mundial (TWh).

Fonte	Ano					
	1973		2014		2040	
Petróleo e Derivados	1.520	24,80%	1.024	4,30%	600	1,60%
Gás Natural	741	12,10%	5.144	21,60%	10.100	27,50%
Carvão	2.348	38,30%	9.716	40,80%	10.600	29,00%
Nuclear	202	3,30%	2.524	10,60%	4.500	12,30%
Hídrica	1.281	20,90%	3.905	16,40%	5.600	15,30%
Renováveis não Hídricas	36	0,60%	1.500	6,30%	5.100	14,30%
Total	6.128	100,00%	23.813	100,00%	36.500	100,00%

FONTE: Key World Energy (2016) e International Energy Outlook (2016)

Na Tabela 1 é possível notar que, apesar das fontes renováveis atingirem um valor mais expressivo na projeção para a década de 2040, o carvão, que é uma fonte altamente poluidora, ainda tem a maior parcela entre todas as fontes de produção de energia elétrica.

Muitos países buscam políticas que visam aumentar a pressão sob os emissores de GEE na geração de energia elétrica, dificultando o caminho para as fontes de energia fósseis e estimulando a geração a partir de energias renováveis, políticas como, o objetivo da China de alcançar 15% de energias renováveis até 2020 e o programa indiano “*megawatts-to-gigawatts renewable electricity commitment*” são exemplos deste esforço para uma matriz elétrica menos poluente (International Energy Outlook, 2016).

Outro exemplo de esforços internacionais para a diminuição dos impactos ambientais causados, tanto pela geração de energia elétrica quanto outras fontes poluidoras, é o chamado “Acordo de Paris”, realizado na 21ª Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima

(UFCCC, na sigla em inglês), realizado em 2015. O Acordo visa assegurar que o aumento da temperatura média global fique abaixo de 2°C dos níveis pré-industriais e, também, continuar com os esforços para limitar o aumento da temperatura a até 1,5°C dos mesmos níveis (Ministério do Meio Ambiente, 2017).

Para atingir o objetivo do Acordo, cada país deve elaborar o seu próprio compromisso através das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC, na sigla em inglês). Por meio desta política cada governo apresentou sua contribuição na redução de emissões dos GEE, a partir do que cada nação julga possível de acordo com suas realidades econômicas e sociais. O Acordo de Paris obteve a aprovação dos 195 países participantes da UNFCCC (Ministério do Meio Ambiente, 2017).

Em relação ao financiamento para as medidas contra as mudanças climáticas, o Acordo de Paris estabelece que os países desenvolvidos deverão investir 100 bilhões de dólares por ano a fim de combater e se adaptar as mudanças climáticas (Ministério do Meio Ambiente, 2017).

2.2 CONTEXTO ELÉTRICO BRASILEIRO

2.2.1 HISTÓRICO ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil iniciou-se a utilização de energia elétrica no final do século XIX com a disponibilidade limitada a alguns serviços públicos e à atividade fabril. No início do século XX e a queda da Monarquia, ocorreram algumas alterações legais, o que estimulou a entrada de capital estrangeiro no Brasil, aumentando drasticamente a disponibilidade elétrica brasileira, principalmente no eixo Rio-São Paulo e algumas capitais, como Porto Alegre, Recife e Natal (Gomes e Vieira, 2008). É também no início do século XX que o Brasil começa a aproveitar seu potencial de geração a partir de usinas hidroelétricas (Souza, 2000).

A partir da segunda metade do século XX, com políticas nacionalistas derivadas de Getúlio Vargas, posteriormente ao regime militar, e também influenciado pela crise do petróleo de 1973, o Brasil inicia a construção de grandes obras, com destaque para as usinas hidrelétrica de Itaipu (construída de 1975-1982 e com capacidade instalada de 6.300 MW, no lado brasileiro) e Tucuruí (construída de 1976-1984 e com capacidade instalada de 8.370 MW). Também é importante destacar a construção da usina hidrelétrica de Balbina, próxima de Manaus, que teve seu período de construção de 1973-1989, com a capacidade instalada de apenas 250 MW, porém com uma área

alagada para a formação de seu reservatório de 2.500 km², esta área tem proporções equivalentes as das usinas de Itaipu e Tucuruí. Sua geração é baixa devido à pequena diferença de cota, este exemplo mostra problemas técnicos vividos naquele período e também a falta de gestão ambiental brasileira (Moretto *et al.* 2012).

Já em 1981 é criada a Política Nacional de Meio Ambiente. Tal política visa a implementação de práticas mais incisivas de planejamento e gestão ambiental, como zoneamento ambiental, licenciamento ambiental, avaliação de impacto ambiental, entre outros (Souza, 2000). Esta nova política não era muito bem definida no início, porém, nos anos seguintes, as Resoluções do CONAMA e a própria Constituição Federal trouxeram maior clareza sobre os procedimentos técnicos e burocráticos para a implementação destes novos instrumentos ambientais (Moretto *et al.* 2012).

Com a crise nacional da década de 1980, gerando uma menor demanda de energia elétrica, e a não atualização governamental da base tarifária, devido à inflação significativa, fez com que houvesse uma falta de investimento na ampliação de parques geradores, consequentemente poucas usinas hidrelétricas foram construídas neste período (Golçalves, 2009).

Com este cenário e a retomada econômica do final da década de 1990 o Brasil entra em uma crise energética que culminou no “apagão” em 2001. O Banco Mundial afirma em seu estudo “Licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos no Brasil. Uma contribuição para o debate” que o licenciamento ambiental é considerado um grande obstáculo para o planejamento da geração elétrica brasileira, sendo assim uma considerável ameaça ao seu crescimento econômico (Banco Mundial, 2008).

Moretto, 2008, rebate esse argumento, afirmando que políticas ambientais, como o licenciamento, não tem a responsabilidade sob os problemas do crescimento econômico, e sim a crise da década de 1980 e a sua falta de planejamento energético que resultou na crise energética da década de 1990.

O Operador Nacional Elétrico (ONS) criado em 1998 é a consolidação de um longo processo de formação do Sistema Interligado Nacional (SIN), que teve início em 1925, em São Paulo, com a baixa vazão dos rios Tietê e Sorocaba, graças à seca, forçando uma conexão entre a capital paulista e vizinhanças (ONS, 2014).

O Estado do Rio de Janeiro começou a introduzir sistemas interligados em 1930. Apesar disso, apenas a partir da segunda metade do século XX, com as grandes hidrelétricas sendo construídas que a necessidade de um sistema interligado se tornou mais presente. Desta forma foram criados comitês para a coordenação dos sistemas

interligados nas regiões sudeste e sul e posteriormente nas regiões Norte-Nordeste. Finalmente na segunda metade da década de 1990 ocorre a junção dos sistemas a partir da ONS (ONS, 2014).

Com redes interligadas por todo o território nacional, o SIN torna viável a troca de energia entre as regiões brasileiras; como o Brasil tem uma predominância da geração elétrica a partir de usinas hidrelétricas esta troca é de suma importância, pois os regimes hidrológicos tem características variáveis, desta forma é possível a compensação de áreas que estejam sofrendo com períodos de estiagem, por exemplo (ANEEL, 2008).

Segundo Banco de Informações de Geração (BIG) o Brasil possui 162 GW de potência instalada de geradores de eletricidade. Atualmente o SIN atende 98% do mercado brasileiro (Governo do Brasil, 2014), e seu percentual de potência instalada por fonte está representada pela Figura 2.

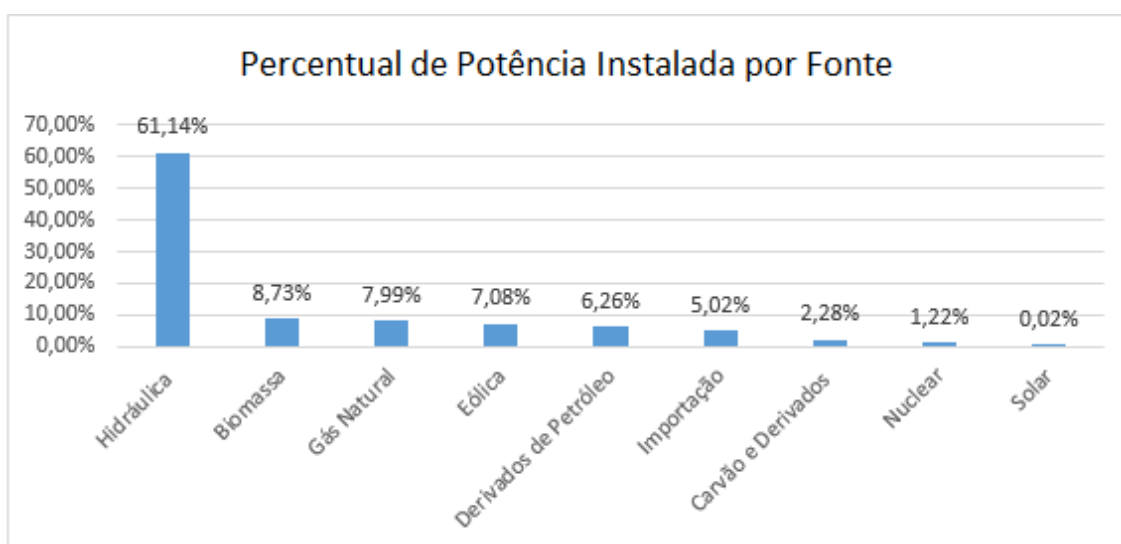


Figura 2 – Percentual de potência instalada por fonte.
FONTE: Banco de Informações de Gerações (2017)

2.2.2 CONSUMO ELÉTRICO BRASILEIRO

O consumo energético brasileiro tem crescido constantemente, exceto em alguns pequenos períodos devido a crises, como em 2001 e 2009. A Figura 3 ilustra o histórico do consumo elétrico brasileiro das últimas décadas.

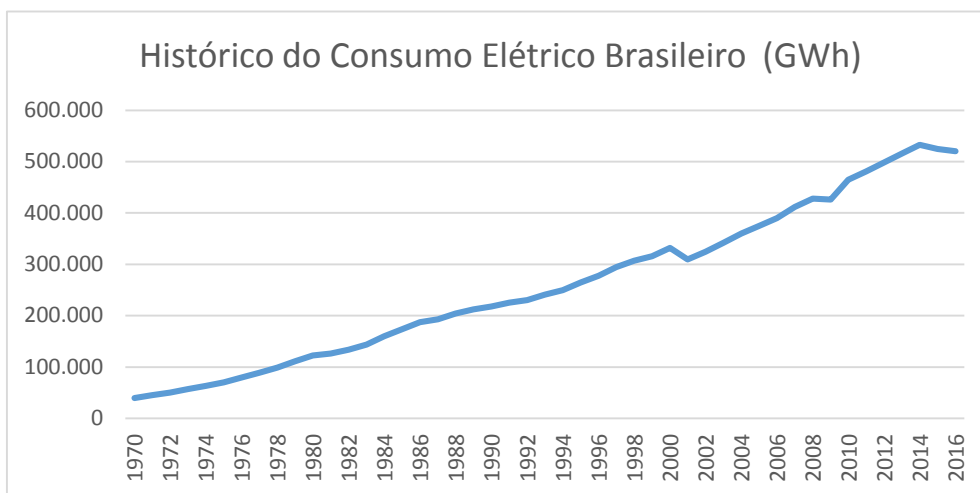


Figura 3 – Histórico do consumo elétrico brasileiro (GWh).
 FONTE: Balanço Energético Nacional (2017)

O consumo tende a continuar crescendo, a projeção, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do consumo total de energia elétrica do Brasil para 2050 é de 1.605.000 GWh. Isso equivale à mais de três vezes dos 514.000 GWh consumidos em 2013, ano base da pesquisa (EPE, 2016). A Figura 4 ilustra a projeção de aumento do consumo elétrico brasileiro e a Figura 5 mostra a participação por setor do consumo para 2050.

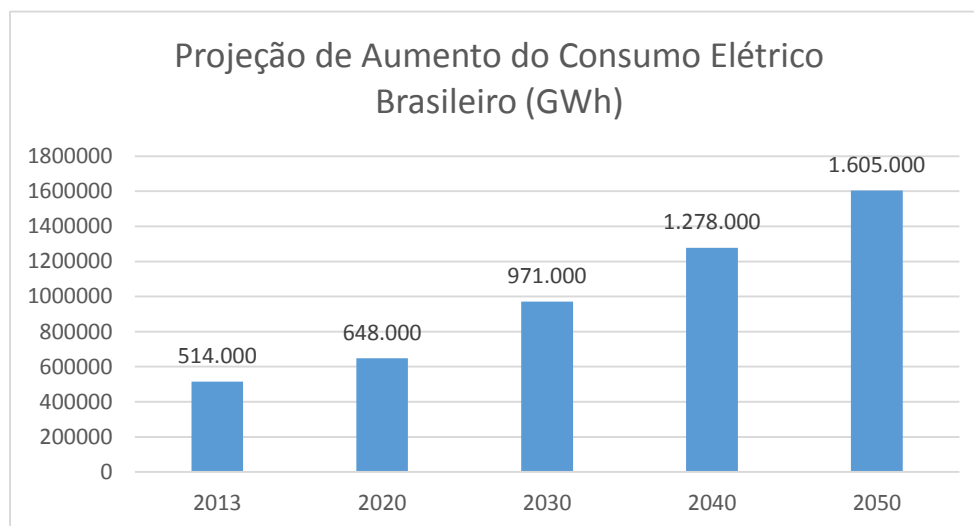


Figura 4 – Projeção de aumento do consumo elétrico brasileiro (GWh).
 FONTE: Demanda de Energia 2050, EPE (2016)

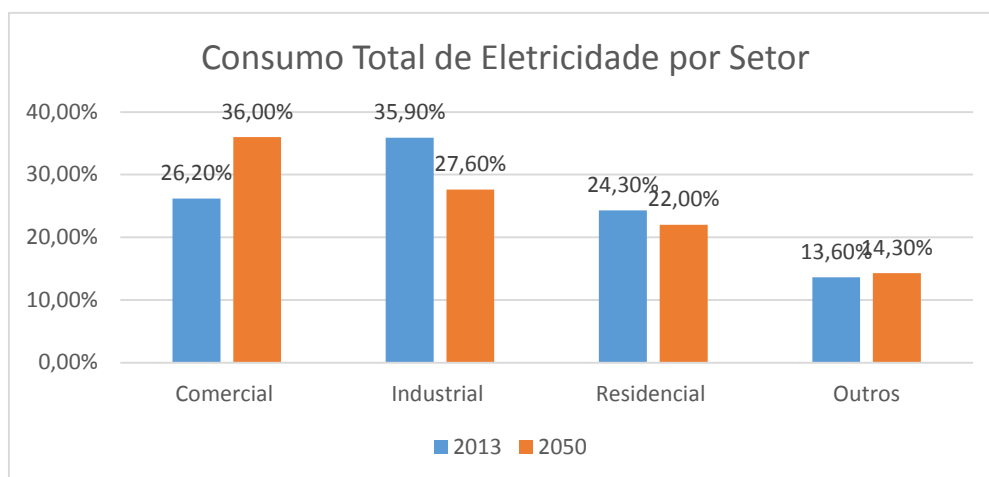


Figura 5 – Consumo total de eletricidade por setor

FONTE: Demanda de Energia 2050, EPE (2016)

Nota: O setor “Outros” inclui: poder público, serviço público, iluminação pública, rural, consumo próprio das concessionárias e o consumo de veículos elétricos

O PIB brasileiro também deve caminhar junto com este crescimento da demanda energética. Em 2016 o PIB brasileiro foi de US\$ 3,135 trilhões, com a média de crescimento prevista de 1,5% ao ano entre 2016 e 2020, de 2,9% por ano entre 2021 e 2040 e 2,5% de 2041 a 2050, estima-se que o PIB brasileiro alcance US\$ 7,540 trilhões no meio do século, se enquadrando entre as cinco maiores economias do mundo (PwC, 2017).

O estudo da Plataforma de Cenários Energéticos (PCE) convidou diversos cenaristas para elaborarem planos sobre a situação elétrica brasileira em 2050. Cada um deveria apresentar duas propostas, uma para um cenário *Business as Usual* (BAU), que, no caso, refere-se a uma situação aonde a matriz elétrica brasileira não teria mudanças bruscas em sua composição, apresentando evoluções naturais e outro chamado de Fator de Eficiência Energética (FEE), com as propostas e focos de cada cenarista (PCE, 2014).

Um dos convidados foi a COPPE/UFRJ que apresentou um cenário BAU com as seguintes características ilustradas pela Tabela 2 e pelas Figuras 6, 7 e 8. A Tabela 2 indica as emissões de GEE, em milhões de toneladas de CO₂ equivalente, que serão produzidas pela geração de energia elétrica, segundo a projeção do cenário BAU da COPPE, para os anos indicados.

Tabela 2 – Projeção da emissão de GEE pela geração de energia elétrica (tCO₂eq).

	Ano			
	2020	2030	2040	2050
Emissão de GEE	70.000.000	170.000.000	260.000.000	370.000.000

FONTE: Cenários para a matriz elétrica 2050, PCE, 2014

A Figura 6 indica a projeção da participação de cada fonte na matriz elétrica brasileira de 2050 considerando a capacidade instalada (MW).

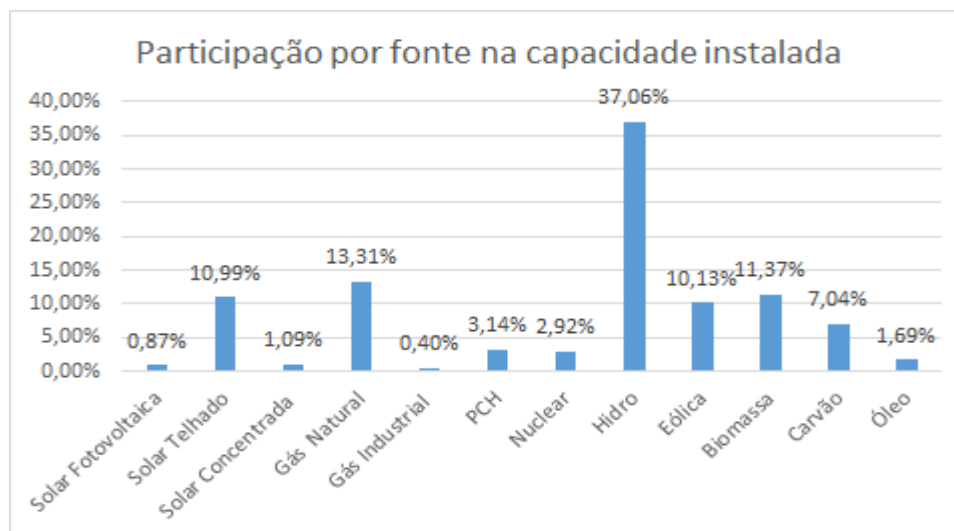


Figura 6 – Participação por fonte na capacidade instalada
FONTE: PCE, 2014

A Figura 7 indica a projeção dos valores de capacidade instalada (MW) por fonte para a matriz elétrica brasileira de 2050.

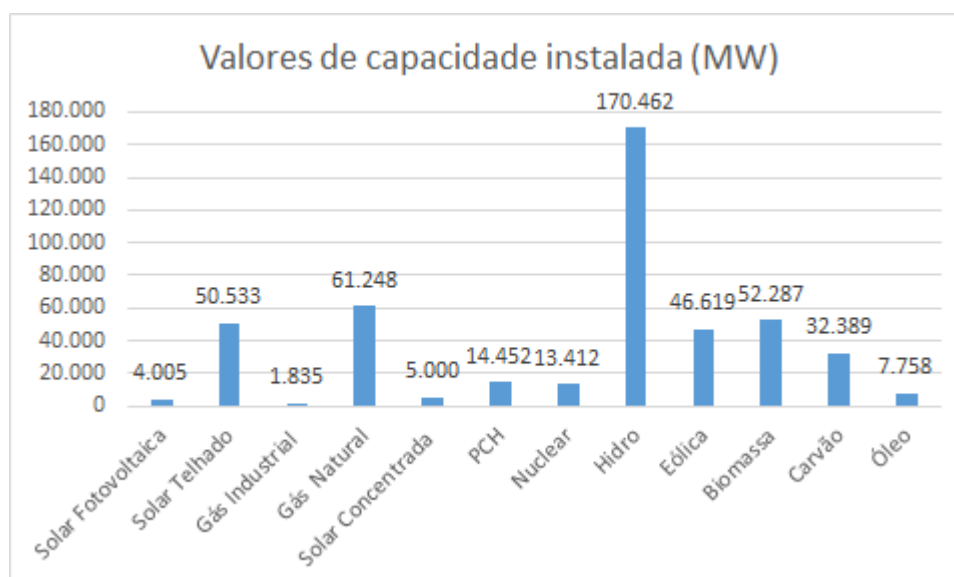


Figura 7 – Valores de capacidade instalada (MW)
FONTE: PCE, 2014

A Figura 8 indica a projeção da participação de cada fonte na matriz elétrica brasileira de 2050 considerando a produção de energia (GWh).

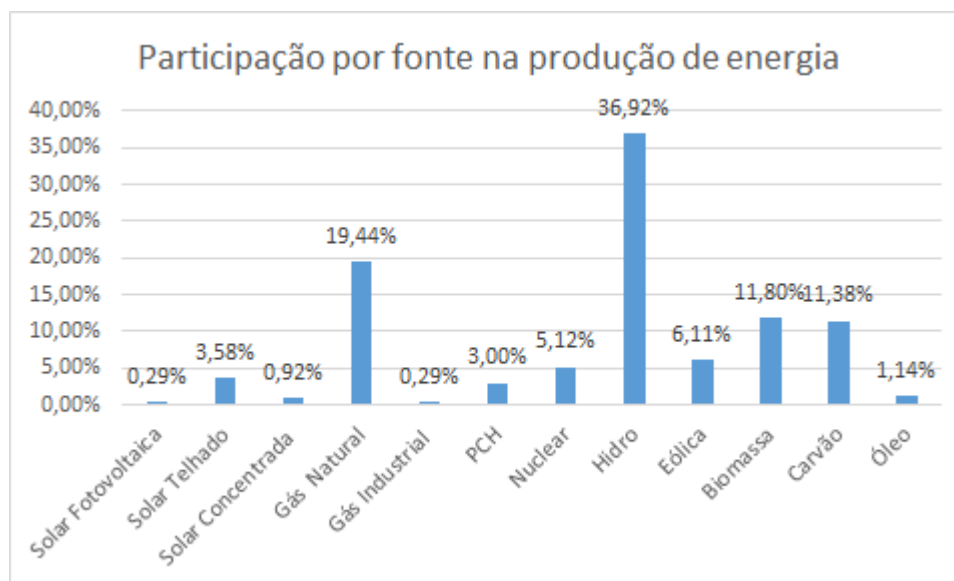


Figura 8 – Participação por fonte na produção de energia
 FONTE: PCE, 2014

A principal fonte de geração de energia elétrica continuará sendo a hidráulica, com avanços também em outras fontes renováveis como a solar, biomassa e eólica. Existe uma grande expansão da geração à gás natural e carvão mineral, o que implicará no aumento das emissões de GEE. O aumento das fontes que emitem GEE foi considerado devido às disponibilidades de reservas naturais, como as recentes descobertas de jazidas de gás natural na camada do pré-sal, assim há perspectivas favoráveis à expansão da geração a partir destas fontes (PCE, 2014).

2.2.3 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A eficiência energética busca otimizar a energia utilizada para determinado fim, ou seja, melhorar o uso das fontes de energia, gastando-se menos energia para o mesmo benefício (ABESCO, 2015).

A eficiência energética começou a ser considerada mundialmente a partir da crise do petróleo na década de 1970, aonde os custos dos combustíveis fósseis aumentaram consideravelmente. Na época se fez necessário uma política aonde o mesmo serviço tivesse um menor custo energético (EPE, 2016).

Outra motivação, mais recente, tem impulsionado a evolução da eficiência energética: a preocupação com as mudanças climáticas, a fim da redução da emissão de GEE e também a redução da utilização de combustíveis fósseis (EPE, 2016). Segundo estudo da Agência Internacional de Energia (IEA, 2013) a emissão dos principais GEE podem ser evitados em até 50% somente pela eficiência energética.

Para o consumo elétrico brasileiro espera-se que o ganho de eficiência energética seja considerável na projeção para 2050, estima-se uma redução de 17% do consumo total de eletricidade. Este ganho é igual a uma retenção de geração de 43 GW médio, equivalente a cinco vezes a garantia física da usina de Itaipu (EPE, 2016). A Tabela 3 informa a projeção e o ganho de eficiência energética por setor.

Tabela 3 – Projeção e ganho de eficiência energética por setor

Setor	2020	2030	2040	2050
Residencial	8%	12%	15%	19%
Industrial	3%	6%	9%	12%
Comercial	4%	10%	14%	19%
Outras	8%	11%	16%	20%
Total	5,5%	9,4%	13,1%	17,1%

FONTE: Demanda de Energia 2050, EPE (2016)

2.2.4 POTENCIAL HÍDRICO ENERGÉTICO BRASILEIRO

Atualmente, o Brasil conta com 1.270 usinas hidrelétricas em operação resultando em uma capacidade instalada de mais de 99 GW de potência, o equivalente a 61% da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2017).

Segundo o relatório Matriz Energética Nacional 2030 da EPE o potencial de geração hídrica no Brasil é de 260 GW. Deste montante 47 GW são estimados, ou seja, avaliados a partir de cálculos teóricos sem a confirmação de que realmente seja possível realizar o barramento. Portanto estão sendo utilizados 46% do potencial de geração hídrica brasileira, já excluindo o montante estimado.

Caso seja desconsiderada todo o potencial de geração hídrica que apresentam interferência direta com parques e florestas nacionais, e todos aqueles que interferem diretamente com terras indígenas o potencial hídrico remanescente é de 77 GW (EPE, 2007).

2.2.5 CRISE HÍDRICA BRASILEIRA E ENERGIA

A crise hídrica está intimamente ligada com a produção de energia, pois o Brasil tem sua produção elétrica calcada em usinas hidrelétricas. Ela não ocorre por apenas um fator, como exemplo a crise hídrica vivida no estado de São Paulo em 2014. A região apresentou uma baixa incidência de chuva nos anos antecedentes à crise, e especialmente no ano de 2014 as precipitações atingiram os níveis equivalentes à mínima histórica (ANA, 2015). Aliado aos baixos níveis de disponibilidade de recursos hídricos, estão o aumento da necessidade de abastecimento, devido ao crescimento populacional, o acréscimo do uso e ocupação do solo, aumentando a área impermeável e consequentemente diminuindo a infiltração, a maior necessidade hídrica industrial e agrícola devido ao crescimento da produção e a poluição dos corpos hídricos (Galvão e Bermann, 2015).

A falta de uma gestão apropriada também é um fator importante para a ocorrência de uma crise hídrica. Apesar de indicativos, os gestores públicos e privados não priorizaram as questões hídricas e, apenas em 2014, com o baixo volume nos reservatórios, é que medidas emergenciais foram tomadas (Galvão e Bermann, 2015).

Como consequência da crise hídrica, as usinas termelétricas à gás natural e à carvão devem ser acionadas para preencher a lacuna da demanda elétrica brasileira que as hidrelétricas não conseguem suprir, desta forma as usinas termelétricas tem um caráter de complementação da rede (EPE, 2016), e serão mais necessárias caso aumente a incidência de crises hídricas no Brasil.

A energia produzida pelas usinas termelétricas, além de poluentes, podem variar de R\$ 340,00/MWh a R\$ 1000,00/MWh, mais cara quando comparada com a produzida pelas usinas hidrelétricas, que em geral, estão na faixa de R\$ 160,00/MWh (Cerqueira, *et al*, 2015).

Existem estudos que indicam que as crises hídricas podem aumentar no Brasil, apesar de existir diversas incertezas quanto ao regime de chuva brasileiro para as próximas décadas, alguns estudos como, o relatório Base Científica das Mudanças Climáticas (BCMC) do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas (PBMC) indicam que a ocorrência de eventos extremos climáticos, como secas, veranicos, vendavais, entre outros, podem aumentar com o acréscimo da temperatura média global. E ainda, mais especificamente na região da Amazônia, aonde se encontra grande parte do potencial hídrico energético brasileiro, existem projeções de diminuição de chuva a longo prazo, ilustradas na Tabela 4.

Tabela 4: Projeção de incidência de chuvas na amazônia.

ANO	Aumento da Temperatura	Redução na Distribuição de Chuva
2011-2040	1 a 1.5 °C	10%
2041-2070	3 a 3,5°C	25% a 30%
2071-2100	5 a 6°C	40% a 45%

século XX. Dependendo do cenário futuro de emissão de GEE os valores de distribuição de chuva podem variar de 5 a 20% e os de temperatura de 1 a 5°C.

Outro fator que pode influenciar no regime hidrológico da Amazônia, este a curto prazo, é o desmatamento, proveniente das intensivas atividades de uso da terra. Estudos observacionais e de modelagem numérica indicam que, caso o desmatamento atinja 40% de região, estima-se uma grande mudança no ciclo hidrológico, provocando 40% de redução da chuva no meses de julho a novembro, prolongando a estação da seca e aumentando o aquecimento superficial em até 4°C (BCMC, 2014).

Portanto, aliando às mudanças regionais, provenientes do desmatamento, e as mudanças globais, é possível a criação de condições propícias à savanização da Amazônia (BCMC, 2014). Apesar destas projeções não serem certas, elas mostram cenários aonde o potencial das hidroelétricas brasileiras seria influenciado significativamente, pois grande parte das futuras hidrelétricas nacionais devem ser instaladas nesta região, o que provocaria uma maior dependência de fontes com elevada emissão de GEE, como carvão e gás natural.

2.2.6 METAS BRASILEIRAS NO ACORDO DE PARIS

Em setembro de 2016 o Brasil oficializou as metas brasileiras, referentes ao Acordo de Paris, às Nações Unidas, assim os objetivos brasileiros passam a ser compromissos oficiais e, portanto, são chamados de Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, sigla em inglês) (Ministério do Meio Ambiente, 2017).

O Governo brasileiro está comprometido com as seguintes metas (NDC, 2016):

- Reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025
- Reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030

O Brasil também busca adotar medidas adicionais que vão de acordo com a meta de máximo aumento de temperatura de 2°C, em especial, no setor energético. O

objetivo é de alcançar 45% de energias renováveis, aumentando a parcela das renováveis não-hídricas (NDC, 2016).

Focando no setor de energia elétrica o objetivo é:

- Diminuir o uso doméstico de fontes de energia fóssil, aumentando a parcela das energias renováveis não-hídricas, como eólica, biomassa e solar, para pelo menos 23% do fornecimento de energia elétrica residencial e alcançar 10% de ganhos de eficiência energética até 2030 (NDC, 2016).

2.2.7 COMO O BRASIL CONSIDERA A VIABILIDADE DE UMA FONTE ENERGÉTICA

A Empresa de Pesquisa Energética, que é pública e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, busca realizar estudos na área de planejamento do setor energético a fim de otimizar as decisões energéticas brasileiras (EPE, 2017). Portanto, entender como a EPE considera uma fonte energética é entender como o Brasil tende a abordá-la.

Na nota técnica DEA 19/14, “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos” de 2014 da EPE, que busca entender a dinâmica da geração fotovoltaica no horizonte decenal é aplicada uma metodologia que busca avaliar a capacidade de inserção da energia fotovoltaica por geração distribuída no Brasil.

Para avaliar o potencial de uma fonte energética se analisa os seguintes aspectos, ilustrados pela Figura 9 (EPE, 2014):



Figura 9 – Viabilidade de uma fonte energética (EPE, 2014)

- Recurso, aonde se analisa a quantidade, o horizonte de disponibilidade, localização geográfica e o conteúdo energético de uma determinada fonte.

- Técnico, aonde se analisa as limitações técnicas e de uso do solo, e também a possibilidade de conversão do recurso de forma útil através de tecnologias específicas.
- Econômico, aonde se analisa o custo da tecnologia e outros fatores econômicos.
- Mercado, a última esfera de análise que incorpora considerações do mercado, como demanda, oferta, preços de commodities, regulação, incentivos, barreiras, investimentos, reposta do consumidor, entre outros.

2.3 ENERGIA SOLAR

2.3.1 INTRODUÇÃO

O Sol é a fonte que gera energia para o planeta Terra. É o seu calor que impulsiona os fenômenos mais fundamentais para a manutenção da vida, como a fotossíntese, que dá vida as plantas, base da cadeia alimentar mundial, as correntes oceânicas, a manutenção da água em estado líquido, entre outros efeitos essenciais para o planeta que conhecemos hoje.

A energia solar também pode ser captada para a produção de energia elétrica, sem a emissão de GEE durante sua operação, fenômeno observado pela primeira vez no século XIX, porém a primeira célula solar moderna só foi desenvolvida na metade do século XX. A primeira utilização desta nova tecnologia foi em satélites, depois que foram comprovadas a confiabilidade, durabilidade e baixo peso. Com a crise do petróleo da década de 1970 os incentivos às fontes alternativas de geração de energia aumentaram e houve um grande avanço tecnológico, reduzindo os custos e aumentando a eficiência. Além das melhorias tecnológicas, na década de 1990 países como Alemanha e Japão começaram a investir em programas de “telhados solares” para a produção energética residencial e também em economia de escala, aumentando a produção e diminuindo os custos (Vallêra, 2006). Atualmente são produzidos anualmente no mundo mais de 227 GW pela solar fotovoltaica e 4,8 GW pela solar concentrada (REN 21, 2016).

2.3.2 ASPECTOS AMBIENTAIS

A forma tradicional de produção de energia elétrica mundial, a queima de combustíveis fósseis, criou uma série de problemas ambientais, como a poluição do ar, chuva ácida, aquecimento global, mudanças climáticas, entre outros, que prejudicam a qualidade de vida da população mundial. A energia fotovoltaica é considerada limpa, emitindo GEE apenas na confecção dos painéis fotovoltaicos, silenciosa, abundante, sustentável e renovável de tal forma que é possível considerá-la a fonte de energia mais segura de todas, considerando o Sol uma fonte inesgotável de energia. Sistemas renováveis de energia podem auxiliar a resolução de muitos problemas ambientais criados pelos meios tradicionais de produção de energia (Hosenuzzaman, M. et al., 2015).

Com a maior inserção mundial da produção de energia elétrica através do Sol, assim como outras fontes energéticas renováveis, é possível evitar cenários de mudanças climáticas graves, como os listados abaixo¹; uma vez que estas fontes não emitem GEE na produção energética (IPCC, 2014).

- A ameaça de sistemas únicos: alguns ecossistemas e culturas particulares já estão em risco devido às mudanças climáticas, estes são mais sensíveis e tem menos capacidade de adaptação às mudanças climáticas, como os associados ao gelo marinho do Ártico e os recifes de corais. Com a elevação da temperatura a 2°C dos níveis pré-industriais estes sistemas estão sujeitos a riscos muito elevados. Além das ameaças associadas ao próprio aquecimento, espécies marinhas também sofrem com o aumento da taxa de acidificação dos oceanos.
- Eventos climáticos extremos: mudanças climáticas aumentam as chances de ocorrências de eventos climáticos extremos, como ondas de calor, tempestades e inundações costeiras, por exemplo, estes efeitos já podem ser sentidos atualmente, porém a sua incidência tende a aumentar com o acréscimo da temperatura média global, destaque para as ondas de calor, que não só tendem a aumentar sua frequência mas também a sua intensidade com a elevação da temperatura.

¹ Estão listados 5 tópicos são chamados de “*Five Reasons For Concern*” (RFCs), eles estão apresentados no IPCC, 2014, Climate Change 2014: Synthesis Report, fornecem um ponto de partida para os efeitos causados pela interferência antropogênica sob as mudanças climáticas e também trazem um resumo dos principais riscos atribuídos às mudanças climáticas por vários relatórios IPCC.

- **Distribuição dos impactos:** os riscos atribuídos as mudanças climáticas atingem de forma desigual diferentes grupos de pessoas e regiões, principalmente no rendimento das plantações e na disponibilidade de água, tendendo a afetar mais gravemente aqueles que já estão desfavorecidos econômica e socialmente, por não terem recursos para combater os efeitos das mudanças climáticas. Baseado em projeções, estes efeitos tendem a ficar mais intenso com o aumento da temperatura.
- **Impactos agregados totais:** os riscos destes impactos são moderados com o aumento da temperatura de 1 a 2°C, refletindo-se, principalmente, na biodiversidade e economia global. O risco da perda excessiva de biodiversidade global associada a perda de bens ecossistêmicos tem uma maior probabilidade com o aquecimento global próximo a 3°C. Os danos econômicos agregados aceleram com o aumento da temperatura.
- **Eventos singulares em larga escala:** com o aumento da temperatura, alguns sistemas físicos e ecológicos correm o risco de mudanças drásticas e irreversíveis como os vividos atualmente pelos recifes de corais, já mencionados, estes riscos crescem com o aumento da temperatura e se tornam altos em caso níveis próximo a 3°C adicionais, o derretimento das camadas de gelo, na Groelândia, por exemplo seriam tão altos que a subida do nível do mar causaria efeitos irreversíveis.

2.3.3 ASPECTOS ECONÔMICOS

O desenvolvimento econômico tem uma importante relação com a demanda de eletricidade e seus crescimentos costumam caminhar juntos, porém com avanços na tecnologia a expansão econômica crescerá mais rapidamente do que a demanda por eletricidade, pois a eficiência dos aparelhos irá aumentar (International Energy Outlook, 2016).

A relação entre o aumento do consumo energético a partir de fontes renováveis e o crescimento econômico é favorável para o Brasil. Esta relação foi analisada por Pao e Fu (2013) através de um modelo de crescimento econômico que leva em consideração o investimento necessário, o trabalho e a energia, considerando variáveis de energias renováveis e não renováveis, de forma separada para estimar o ganho econômico em relação ao crescimento do Produto Interno Bruto (PIB). O resultado é benéfico para o

aumento das fontes energéticas renováveis a longo prazo, uma vez que a cada 1% de crescimento do consumo de fontes renováveis no Brasil o PIB cresce 0,2%.

Com este resultado é possível afirmar que a expansão de energias renováveis no Brasil pode favorecer o crescimento econômico, frear a degradação ambiental e as emissões de GEE e ainda criar uma oportunidade para um papel de liderança internacional brasileira em questões energéticas, melhorando a competitividade frente aos países desenvolvidos (Pao e Fu, 2013).

2.3.4 GERAÇÃO DISTRIBUIDA DE ELETRICIDADE

2.3.4.1 CONCEITO

A geração distribuída (GD) é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no local de consumo (Ackermann et al. 2001). O relatório “Demanda de Energia 2050” da EPE define a GD como a geração conectada na rede de distribuição até 30 MW de capacidade e localizada perto da carga (EPE, 2016). A Tabela 5 indica as categorias de potência para a GD.

Tabela 5: Categorias de potência para a GD

Categoria	Potência
Micro	< 100kW
Mini	100 kW a 1 MW
Média	1MW a 5MW
Grande	5MW a 30MW

FONTE: Demanda de Energia 2050, EPE, 2016

No Brasil, a GD teve suas aplicações iniciais no atendimento de sistemas remotos através de programas federais, como o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios e posteriormente o Luz Para Todos. Entretanto, nos últimos anos, com a redução de custos de instalação do sistema e programas de incentivo, como a Resolução 687/2016 da ANEEL, que será abordada mais à frente neste presente relatório, foi possível a inserção da GD conectada à rede, principalmente na micro e mini geração que atende os setores residenciais e comerciais. Desta forma a GD fotovoltaica deve ser a principal alternativa para o consumidor que deseje gerar sua própria energia no horizonte de 2050 (EPE, 2016).

A GD nas residências do Brasil pode gerar uma série de consequências para o sistema elétrico brasileiro, pode-se destacar os seguintes aspectos positivos: postergação de investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão; a melhoria no nível de tensão da rede no período de carga pesada; o baixo impacto ambiental e a diversificação da matriz energética. Entretanto também existem aspectos negativos da inserção expressiva da GD no Brasil, como o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes (ANEEL, 2016).

2.3.4.2 POTENCIAL DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL

O Brasil tem um amplo potencial para a utilização de energia solar a partir de geração distribuída, grande parte do território se encontra próximo da linha do Equador, o que indica que não haverá variações bruscas na radiação ao longo dos dias. Os valores de irradiação solar no Brasil variam de 1550 a 2400 kWh/m², tais números são expressivos, uma vez que a irradiação anual na Alemanha, um dos grandes produtores de energia elétrica através do Sol, varia de 900 a 1250 kWh/m². Estes dados mostram que mesmo regiões brasileiras com o menor índice de irradiação solar anual ainda são superiores a um dos líderes mundiais de produção, a Alemanha (Barbosa Filho, et al. 2015).

Graças ao custo elevado dos sistemas fotovoltaicos, a nota técnica DEA 19/14 da EPE, define que apenas aqueles consumidores com alto poder aquisitivo terão condições de realizar este investimento no horizonte dos próximos anos. Desta forma é definido que apenas aquelas residências que possuem um consumo superior a 400 kWh/mês estariam aptas a instalar o sistema, uma vez que o consumo energético mensal está diretamente ligado ao poder aquisitivo das famílias. Outro fator limitante é a restrição de que apenas residências do tipo casa foram contabilizados, já que a instalação de sistemas fotovoltaicos em prédios é prejudicada, pela cobertura que nem sempre está disponível, além de restrições contratuais, por ser uma área comum. As casas também devem ser ocupadas pelos seus proprietários, uma vez que dificilmente um inquilino optaria por instalar o sistema que é caro e seu rendimento é de longo prazo (EPE, 2014).

A Tabela 6 mostra a projeção do número de unidades consumidoras residenciais com sistemas fotovoltaicos.

Tabela 6: Número de unidade consumidoras residenciais com sistemas fotovoltaicos

	Ano									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residências	165	339	677	1.355	2.972	9.609	24.539	54.036	102.387	140.011

FONTE: EPE, 2014

Para um horizonte de longo prazo, 2050, espera-se que os sistemas fotovoltaicos se tornem mais acessíveis, através da perspectiva de redução de custos, devido ao avanço tecnológico e a economia de escala, a projeção da redução de custos dos sistemas fotovoltaicos residenciais está ilustrado na Tabela 7 (EPE, 2016).

Tabela 7: Projeção da redução de custos dos sistemas fotovoltaicos residenciais

	Ano				
	2013	2020	2030	2040	2050
Preço (R\$/Wp)	7	4,4	3,2	2,7	2,3

FONTE: EPE, 2016

As projeções de redução de custo indicam que a geração fotovoltaica distribuída alcance a paridade tarifária em praticamente todo o território nacional, para os consumidores atendidos em baixa tensão, como o caso residencial, no início da década de 2020 (EPE, 2016).

Além da redução de preço gradual, outras formas de acessibilidade econômica também auxiliam para a maior inserção da GD fotovoltaica, aumentando a população que poderá ter condições de implementação do sistema a longo prazo, como as listadas abaixo (EPE, 2016):

- **Leasing:** consiste no aluguel de um sistema fotovoltaico, aonde o consumidor paga uma mensalidade pelo sistema. O aluguel somado ao novo preço da conta de energia devem ser menores do que o valor da conta antiga, a fim de tornar o sistema viável.
- **Compras em grupo:** por meio de uma organização de moradores, por exemplo, realiza-se uma compra conjunta de sistemas que reduz o custo individual. Desta forma a adoção é incentivada pelo espírito de comunidade, além do sentimento de que ao não aderir, está se perdendo uma oportunidade que não pode existir futuramente.

- Compra de cotas de geração solar: para aqueles que não tem condições técnicas de implementação do sistema (residência alugada, morar em apartamento, telhados impróprios, sombreamento etc.) a compra de cotas de geração solar instalado em outra localidade, tendo direito à parcela da energia gerada por este sistema independente, pode ser útil. Para o funcionamento deste sistema é necessário alguns avanços regulamentários.

Para as estimativas da potência instalada da GD fotovoltaica a longo prazo ainda se propôs dois cenários, um de Referência, apenas com as expectativas de incentivos atuais e um de Novas Políticas, aonde existem avanço regulatório e incentivos fiscais. Para estes cenários a Tabela 8 indica as projeções de potência instalada (EPE, 2016).

Tabela 8: Projeções de potência instalada de GD fotovoltaica

	Referência				Novas Políticas			
	Ano							
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Potência Instalada (GWp)	0,5	10	50	78	1	20	82	118
Energia Gerada (MW _{méd})	78	1.523	7.466	11.797	153	3.001	12.511	18.029
% da Carga Total (SIN)	0,1%	1,3%	4,7%	5,7%	0,2%	2,6%	7,9%	8,7%

FONTE: Demanda de Energia 2050, EPE, 2016

Nota: O valor de potência instalada, tanto para o caso de Referência, quanto para o de Novas Políticas está incluído os setores comercial, residencial, industrial e poder público, porém a maior parcela é do setor residencial.

Assim, estima-se que ao longo das próximas duas décadas a GD fotovoltaica deve se desenvolver tornando-se atrativa para os consumidores, porém a partir da década de 2030, quando a tecnologia já estiver consolidada no mercado, com baixos custos e acessível a uma parcela maior da população espera-se um grande crescimento, uma vez que o consumidor já está familiarizado com o conceito de gerar sua própria energia (EPE, 2016).

2.3.4.4 ASPECTOS LEGAIS

No âmbito legal, o maior avanço para a GD ocorreu a partir da regulação dos mini e micro geradores publicada na Resolução 482/2012 e atualizada pela Resolução 687/2016, da ANEEL. A regulação se resume a permissão da instalação de pequenos geradores em unidades consumidoras e a injeção da energia excedente na rede em troca de créditos, que poderão ser utilizados em um prazo de 60 meses (EPE, 2014).

A atualização para a Resolução 687/2016, da ANEEL, trouxe benefícios para o segmento da geração distribuída, tais melhorias podem atrair novos consumidores para este mercado. As principais alterações incorporadas são: o aumento do prazo para o uso de créditos energéticos, que passou de 36 para os atuais 60 meses e o período para a aprovação do sistema fotovoltaico junto a concessionária que diminuiu de 82 para 34 dias (ANEEL, 2016).

Em 2013 o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 6, que estabelece que o montante de energia elétrica gerado que não é consumido instantaneamente é exportado à rede de distribuição e, ao ser compensado em outra oportunidade, será tributado. Segundo o DEA 19/14 esta tributação muda a realidade do sistema de compensação de energia elétrica e, conseqüentemente, a competitividade e a perspectiva de penetração da micro e mini geração distribuída (EPE, 2014).

Os avanços regulamentários são essenciais para agilizar a inserção da GD fotovoltaica no Brasil, desta forma é possível que um maior número de unidades consumidoras utilizem energia elétrica com baixa emissão de GEE, retirando carga do SIN, e fazendo que seja menos necessária a utilização de termoeletricas à carvão e gás natural, que possuem o caráter de complementação da rede.

2.4 EXTERNALIDADE AMBIENTAL

Os processos industriais e de geração de energia, veículos automotores e as queimadas são, dentre as atividades antrópicas, as maiores causas de lançamento de substâncias poluentes na atmosfera, muitas delas tóxicas à saúde humana e responsáveis por danos à flora e aos materiais (Ministério do Meio Ambiente, 2018).

O lançamento de substâncias poluentes na atmosfera pode ser considerado uma externalidade ambiental negativa destas atividades. As externalidades podem ser definidas como a ação de um agente que afeta o bem-estar (ou a função de produção) de outro agente, sem que haja compensação paga ou recebida. Podem ser negativas ou positivas. Desta forma, as conseqüências da ação não estão refletidas em preços de mercado. As externalidades ambientais fazem parte deste conceito de externalidade, sendo caracterizada pelos impactos ambientais causados pelas atividades a terceiros e não compensados ou penalizados pelo mercado (Monzoni, 2014). Os exemplos destacados no parágrafo anterior ilustram a realidade das externalidades ambientais.

As externalidades ambientais negativas são chamados de custos externos, pois na maioria das vezes não são compensados pelas empresas e recaem sobre a sociedade na forma de aumento de custo da água, problemas de saúde em decorrência da poluição e perda de serviços ambientais gerados pela degradação. Alguns exemplos de atividades que podem constituir externalidades ambientais negativas são, os danos causados aos rios devido a descargas de águas residuais contaminadas, as perdas nos ecossistemas em decorrência do despejo de resíduos sólidos e a poluição do ar por causa das atividades produtivas (EPA, 1995).

As externalidades ambientais positivas são os efeitos positivos que uma determinada atividade causa a um terceiro não relacionado com ela, assim como no caso das negativas os terceiros também não pagam pelo benefício adquirido. (Varian H.R., 2010 e Ely, 1990). Desta forma, o custo decorrido do monitoramento e recuperação ou preservação ambiental o qual acarretará em benefícios à sociedade, pode ser reconhecido como externalidade ambiental positiva (De Costa, et al, 2012).

As principais formas de produção de energia elétrica disponíveis no mercado geram externalidades ambientais negativas, podendo ser de maior impacto, como a eliminação de fauna e flora devido ao alagamento gerado pelos reservatórios de usinas hidrelétricas, ou a emissão de gases poluentes na atmosfera, pelas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis, que podem agravar o efeito estufa e ainda gerar possíveis riscos à saúde humana, ou, de menor impacto, fontes renováveis de energia, como solar e eólica, que, por definição, possuem menores externalidades ambientais negativas (Shayani e Oliveira, 2008). Um exemplo de externalidade ambiental negativa para a energia solar é a emissão de GEE na produção dos painéis fotovoltaicos (IPCC, 2014)

Entretanto as externalidades ambientais não são consideradas nos preços finais das tecnologias, como é demonstrado pelo custo nivelado para a geração termelétrica de energia elétrica calculado pela EPE, em seu relatório sobre energia termelétrica de 2016 e o *Levelized Cost of Energy* do IPCC. Que em seus cálculos, para definir o preço de cada tecnologia, são considerados parâmetros que englobam aspectos de custo específico (construção da planta, custo de equipamentos, montagem, dentre outros), manutenção fixa e variável, custo do combustível, fator de capacidade, vida útil, entre outros (EPE, 2016 e IPCC, 2014), mas não há a tentativa de internalizar as externalidades ambientais.

Negligenciar os custos das externalidades ambientais pode produzir um quadro distorcido da realidade. É necessário internalizar as externalidades ambientais, incluir os custos, para melhorar a análise de custo/benefício de uma tecnologia energética, caso contrário, se não são atribuídos valores a estes aspectos, o mercado, automaticamente, atribuirá um valor nulo ao dano ambiental (Harris e Jonathan M., 2002). As externalidades são consideradas uma das maiores e mais importantes falhas do mercado, sendo a poluição o principal aspecto da externalidade na esfera ambiental (Costa S.S.T., 2005).

2.4.1 POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA

A necessidade de comida descontaminada e água potável para uma saúde estável da população já é conhecida e estudada a muito tempo, porém apenas a poucas décadas a importância da qualidade do ar para a saúde humana tem sido considerada relevante (IPCC, 2007).

O 1º Diagnóstico da rede de qualidade do ar do Brasil, realizado pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA), destaca que a poluição do ar pode influenciar na saúde humana, no meio ambiente e em questões econômicas e sociais. A poluição do ar, principalmente nas grandes cidades, pode estar associada ao agravamento de doenças respiratórias, cardiovasculares, neurológicas e ainda com a ocorrência de câncer, especialmente em crianças e idosos. Referente ao meio ambiente, os impactos dos poluentes presentes no ar sobre os ecossistemas, podem causar contaminação das águas da chuva e da poeira, impactando os corpos d'água, seus biomas, o solo e as plantas. Estes impactos ainda influenciam negativamente na perspectiva econômica e social, com o aumento dos custos dos sistemas de saúde com as internações hospitalares e a queda da produtividade agrícola. A população carente está mais vulnerável nesta situação, pois costuma se encontrar em áreas de maior exposição aos poluentes e ainda tem uma pior assistência do sistema de saúde (IEMA, 2014).

A degradação da qualidade do ar depende de uma junção de vários fatores, como taxas de emissões de poluentes, a localização, as características físico-químicas dos poluentes emitidos, a dispersão destes na atmosfera, a concentração das fontes e as reações químicas que acontecem entre eles, que podem ser influenciado pelas condições climato-meteorológicas, durante o verão ou em altas temperaturas, o impacto de alguns poluentes atmosféricos na saúde humana é mais evidente (IEMA, 2014).

Um efeito colateral, comum e perigoso, da poluição atmosférica é a chuva ácida. A chuva ácida é um termo amplo que inclui qualquer forma de precipitação de caráter ácido, podendo ser chuva, neve, neblina, granizo ou até mesmo poeira ácida. A chuva ácida é o resultado da reação química do dióxido de enxofre e de óxidos de nitrogênio com umidade na atmosfera, que formam ácidos sulfúrico e nítrico, que se misturam com água ou outros materiais antes de precipitar no ambiente. A chuva ácida pode danificar ambientes aquáticos, acidificando e contaminando a água com componentes químicos, como alumínio, liberado pela reação química dos ácidos com o solo, que prejudica a manutenção da vida nestes ambientes, nem todos os seres vivos são tolerantes a certos níveis destas substâncias. O ambiente terrestre também sofre com as consequências do alumínio liberado pela reação química, podendo ser nocivo as plantas e aos animais terrestres. Outro aspecto prejudicial da chuva ácida é o dano aos materiais, quando os compostos ácidos se depositam em construções as partículas ácidas tendem a corroer os materiais causando prejuízos financeiros com o aumento do custo de manutenção, por exemplo (EPA, 2018).

Em geral, os estudos da poluição atmosférica são classificados com a sua natureza ou pela área que ocupam, podendo ser divididos em duas categorias, em relação às fontes de emissão: as provenientes de fontes fixas e aquelas oriundas de fontes móveis. As fontes fixas são aquelas que ocupam uma área relativamente limitada, permitindo uma avaliação direta da fonte, como atividades industriais, mineração e produção energética através de usinas termelétricas. As fontes móveis são as que se dispersam pela comunidade, não sendo possível a avaliação na base de fonte por fonte, como veículos automotores, aeronaves e embarcações (Ministério do Meio Ambiente, 2018).

Políticas e medidas destinadas ao aumento da sustentabilidade pela redução do uso energético, aumento da eficiência energética, alteração da matriz energética, diminuindo a utilização de combustíveis fósseis, e ainda reduzindo a produção de resíduos, resultará na redução da emissão de GEE e da poluição atmosférica (IPCC, 2007).

Os processos industriais e de geração de energia, veículos automotores e as queimadas são, dentre as atividades antrópicas, as maiores causas de lançamento de substâncias poluentes na atmosfera, muitas delas tóxicas à saúde humana e responsáveis por danos à flora e aos materiais (Ministério do Meio Ambiente, 2018).

2.4.2 ESTIMATIVA DOS CUSTOS ENERGÉTICOS SEM EXTERNALIDADES

As características técnicas e a estimativa dos custos de novos projetos de geração são elementos necessários para os estudos de expansão dos sistemas elétricos. Os custos de construção, de operação e manutenção, juntamente aos fatores de desempenho de novas usinas de geração elétrica têm um papel importante na escolha das alternativas de expansão de capacidade que poderão atender à demanda futura de eletricidade (EPE, 2016).

Mundialmente a metodologia mais adequada utilizada para avaliação e comparação da competitividade econômica de diferentes tecnologias de geração elétrica é aquela que calcula o custo nivelado da eletricidade (LCOE – *Levelised Cost of Electricity*) (EPE, 2016).

O cálculo do custo nivelado de eletricidade é realizado dividindo-se a soma de todos os custos incorridos com a usina ao longo de sua vida útil, descontado a valor presente, pela quantidade de eletricidade produzida ajustada pelo valor econômico ao longo do tempo. O custo nivelado estabelece-se que a receita obtida com a produção de eletricidade ao longo da vida útil da usina descontada a valor presente, deve ser igual a todos os custos incorridos com a usina desde sua construção até seu descomissionamento (EPE, 2016).

A seguir será apresentado os principais parâmetros analisados pela EPE e pelo IPCC para o cálculo do custo nivelado para as termelétricas a carvão e gás natural e também para a solar fotovoltaica.

- **Custo do investimento:** os custos de investimento são associados à construção do empreendimento, incluem estudos de viabilidade, as obras civis, os equipamentos mecânicos, elétricos e controles, a montagem e o comissionamento da planta e a conexão elétrica à rede de transmissão, entre outros (EPE, 2016 e IPCC, 2014).

Os principais custos de investimento para as termelétricas à gás natural são as turbinas a gás e a vapor e seus respectivos geradores elétricos e a caldeira de recuperação de calor. Para as termelétricas a carvão os principais custos de investimento são, os preços dos insumos, como aço por exemplo, e ainda, para o

caso brasileiro, o risco cambial, pois a maior parte dos equipamentos é importado, dois parâmetros que podem variar longo do horizonte de planejamento. Para a energia solar fotovoltaica o custo de investimento depende majoritariamente da localização, configuração, tipo e tamanho do sistema (EPE, 2016).

- **Fator de capacidade:** é definido pela relação entre a geração da fonte energética ao longo de um certo período de tempo (mês, trimestre ou ano) e sua potência instalada. O fator de capacidade é um parâmetro básico utilizado em avaliações energéticas e econômicas. Para as termelétricas o fator de capacidade é calculado, principalmente, a partir do poder calorífico do combustível e da eficiência do processo de transformação, Para a solar fotovoltaica o fator de capacidade é diretamente influenciado pela localização dos painéis fotovoltaicos (EPE, 2016).
- **Custo de operação e manutenção:** os custos de operação e manutenção (O&M) são classificados como fixos e variáveis (IPCC, 2014).

Os fixos correspondem à aqueles custos que não variam significativamente com a produção de eletricidade, ou seja, não variam com o fator de capacidade ou o número de horas de operação. Este tipo de custo varia com a mão de obra e encargos mensais de operação, despesas gerais e administrativas e manutenção preventiva programada, entre outros (EPE, 2016 e IPCC, 2014).

Os custos variáveis são diretamente proporcionais à quantidade de energia produzida, para o caso das termelétricas custos variáveis podem ser, consumo de água e lubrificantes e o tratamento da água, entre outros, para a solar fotovoltaica estes custos são nulos (EPE, 2016 e IPCC, 2014).

- **Vida útil:** a vida útil para projetos de usinas térmicas costuma variar de 20 a 40 anos, dependendo da tecnologia e combustível utilizado, este parâmetro afeta a viabilidade econômica dos projetos de forma positiva, quanto maior seu valor, menor o custo da energia gerada, mantida todas as demais variáveis constantes, em alguns casos é possível o prolongamento deste período, após uma completa

avaliação de sua integridade no final de sua vida útil estimada. A vida útil de uma instalação solar fotovoltaica é estimada em 20 anos (EPE, 2016).

- **Custo do combustível:** o custo do combustível, para o caso das termelétricas a gás natural, dependem dos gastos para aquisição do gás natural e da eficiência térmica da planta, para as termelétricas a carvão, os fatores mais relevantes para o custo do combustível é o poder calorífico e o teor de enxofre, ou seja, a qualidade do carvão, mas também são influenciados pela natureza da mineração, grau de beneficiamento requerido, a distância e o meio de transporte e as quantidades contratadas (economia de escala). Assim como a operação e manutenção, o preço do combustível é um dos fatores que mais impactam no custo final da energia gerada pelas termelétricas (EPE, 2016).
- **Taxa de desconto:** são utilizadas para determinar o valor hoje do dinheiro pago ou recebido em algum momento futuro (Rosa, 2011). Busca refletir os interesses de remuneração do capital dos investidores (EPE, 2016). O capital inicial para financiar a instalação dos projetos de geração de energia elétrica geralmente não estão disponíveis de imediato, por tanto, é necessário, na maioria dos casos, um empréstimo, que são condicionados pela vida útil do empreendimento e pelas taxas de juros aplicáveis (Rhodes, et al, 2017).

A Tabela 9 indica os valores utilizados pelo IPCC e EPE para os parâmetros destacados.

Tabela 9: Valores dos parâmetros de implementação de fontes energéticas.

		Custo do Investimento (USD/Kw)	Fator de Capacidade (%)	O&M Variável (USD/MWh)	O&M Fixo (USD/Kw.Ano)	Vida Útil (Anos)	Custo Combustível (USD/mmBTU)	Taxa de Desconto (%)
Carvão	EPE	2000 - 5000	60 - 75	44*		40	8,82 - 14,70	8
	IPCC	380 - 2200 - 3900	85	0 - 3,4 - 9,0	0 - 23 - 75	40	2,74 - 5,01	5 - 10
Gás Natural	EPE	900-1300	70	6	18	30	10	8
	IPCC	550 - 1100 - 2100	85	0 - 3,2 - 4,9	0 - 7 - 39	30	3,59 - 13,25	5 - 10
Solar Fotovoltaica	EPE	2633	15,7 - 18,5	N/A	26,33	20	N/A	6
	IPCC	2200 - 4400 - 5300	N/A*	N/A	17 - 37 - 44	25	N/A	5 - 10

FONTE: Energia Termoelétrica, EPE, 2016 e Mitigation of Climate Change, IPCC, 2014

Legenda:

*: os valores de O&M Fixo e Variável para o carvão estão combinados na análise da EPE, na bibliografia utilizada não encontrou-se estes valores discriminados.

N/A: parâmetros que não se aplicam a tecnologia.

N/A*: não encontrou-se dados sobre o parâmetro na bibliografia utilizada.

As duas referências de valores utilizados, EPE e IPCC, apresentam valores dos custos nivelados das tecnologias, de acordo com seus parâmetros e metodologias. A Figura 10 apresenta a comparação entre eles, com valor mínimo e máximo do custo nivelado em USD/MWh.

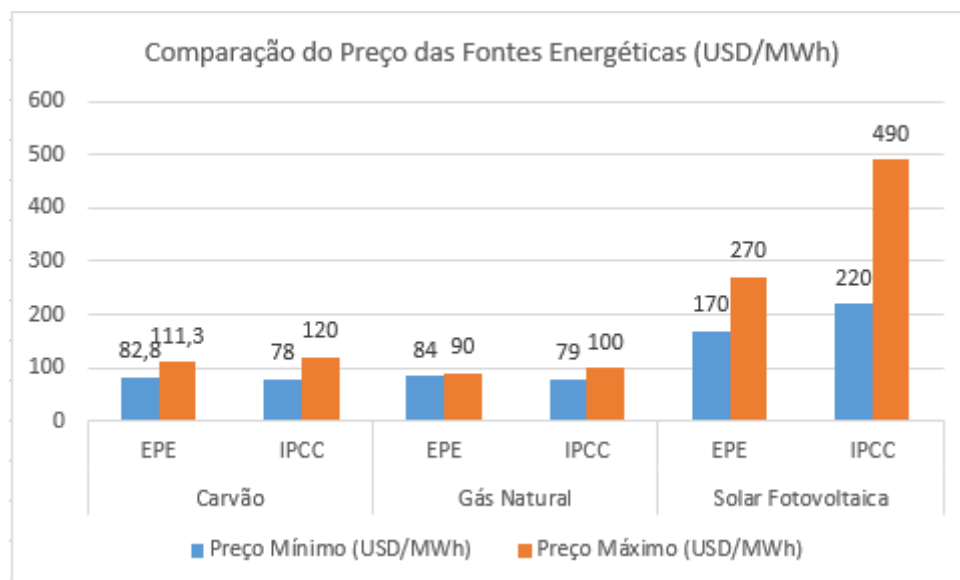


Figura 10 – Comparação do preço das fontes energéticas (USD/MWh)
 FONTE: Energia Renovável e Energia Termoeletrica, EPE, 2016 e Mitigation of Climate Change, IPCC, 2014

2.4.3 ESTIMATIVA DOS CUSTOS ENERGÉTICOS COM EXTERNALIDADES

Apesar das referências utilizadas na seção 2.4.2, não considerarem o preço de externalidades ambientais que possam estar atreladas aos meios de produção de energia, existem estudos extensos e complexos que buscam incorporar estes preços, como o *Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use* de (Cohan et. al, 2010) e o *Projected Costs of Generation Electricity* de (Wittenstein e Rothewll et. al, 2015). A principal base utilizada para estimar os custos de algumas externalidades ambientais relacionadas a produção de energia elétrica foi o estudo *A Geographically Resolved Method to Estimate Levelized Power Plant Costs With Environmental Externalities* de (Rhodes, et al. 2017).

Este estudo desenvolveu e aplicou um método para calcular o custo nivelado (LCOE) de novas plantas energéticas, que leva em consideração as características geográficas do local aonde estas plantas serão instaladas e ainda considera algumas externalidades ambientais relacionadas a produção de energia elétrica das seguintes

tecnologias: gás natural, carvão, solar, nuclear e eólica. O estudo é aplicado para os Estados Unidos aonde o país é dividido por condados e apresenta uma base de dados para os custos das externalidades ambientais de cada condado. A metodologia aplicada para o cálculo do custo nivelado de cada tecnologia é semelhante a utilizada pelo IPCC e EPE, percorridos na seção 2.4.2, aonde os principais parâmetros analisados para o custo das fontes energéticas são os mesmos, custo de investimento, fator de capacidade, taxa de desconto, vida útil, manutenção fixa e variável e o custo do combustível. Entretanto este estudo também incorpora poluentes atmosféricos, como externalidade ambiental da produção energética, com o objetivo de estimar o preço de cada tecnologia com maior veracidade.

O estudo fornece uma plataforma interativa na internet, aonde é possível alterar os dados e comparar o preço da produção energética de diferentes tecnologias, com a possibilidade de incorporar externalidades ambientais. A Figura 11 demonstra a plataforma, os dados inseridos são padrões e podem ser modificados.

Figura 11 – Plataforma para o cálculo do custo nivelado de fontes energéticas.
 FONTE: Rhodes, et al. 2017

2.4.3.1 PARÂMETROS ANALISADOS

Os poluentes incorporados nesta análise como externalidades ambientais foram, material particulado ($MP_{2,5}$ e MP_{10}), dióxido de enxofre (SO_2), óxidos de nitrogênio (NO_x), metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2).

- **Material particulado (MP):** não é um elemento químico específico, mas uma mistura de partículas suspensas no ar, sólidas ou líquidas, de diferentes fontes, tamanhos, composições e propriedades. Composto desde poeira e fuligem a metais pesados e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, o MP é o poluente atmosférico mais associado a danos à saúde humana, tanto em estudos clínicos epidemiológicos como experimentais (EPA, 2004).

O número de mortes prematuras, em escala global, tende a ser maior em ambientes com uma alta concentração de MP na atmosfera. Portanto, a redução do acúmulo destas substâncias no ambiente pode ser significativa para reduzir a morbidade e mortalidade prematura em uma dada região. As fontes deste poluente nas metrópoles podem ser variadas, alguns exemplos são, canteiros de obras, vias não pavimentadas, chaminés e incêndios, porém, a maior fonte de MP provém de reações químicas complexas, principalmente de dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio, que são oriundos da queima de combustíveis fósseis, em termelétricas, indústrias e automóveis (IPCC, 2014 e EPA, 2018).

Este poluente atmosférico geralmente é dividido em duas classes, de acordo com seu diâmetro. O $MP_{2,5}$, partículas inferiores a 2,5 micrometros, e o MP_{10} , partículas inferiores a 10 micrometros.

A exposição ao MP em geral, menores que 10 micrometros, pode causar danos à saúde humana, como mortes prematuras em pessoas que já possuem doenças pulmonares ou cardíacas, ataques cardíacos não letais, irregularidades nos batimentos cardíacos, agravamento de asma, reduções de funções pulmonares e dificuldades respiratórias (irritação das vias aéreas e tosse). Os MPs podem causar tantos danos devido as suas composições variadas e a facilidade de penetração nas vias aéreas e pulmões (EPA, 2018 e Rhodes, et al. 2017).

As partículas mais finas, geralmente as menores de 2,5 micrometros ($MP_{2,5}$), podem ser carregadas pelo vento por longas distâncias e depositar-se no solo ou

na água. Dependendo de sua composição química pode causar diversos impactos ambientais, como a acidificação e alteração do equilíbrio de nutrientes de corpos hídricos, dissipar os nutrientes do solo, danificar florestas e cultivos sensíveis, e provocar neblinas, reduzindo a visibilidade (EPA, 2018).

- **Dióxido de enxofre (SO₂):** é um gás tóxico e incolor, pode ser emitido por fontes naturais, como vulcões, porém, nas áreas urbanas, as atividades humanas são as principais fontes emissoras. A emissão antropogênica é causada pela queima de combustíveis fósseis que contenham enxofre em sua composição. As atividades de geração de energia, uso veicular e aquecimento doméstico são as que apresentam emissões mais significativas (Ministério do Meio Ambiente, 2018).

Exposição ao dióxido de enxofre, mesmo que de curto prazo, pode trazer riscos à saúde humana, o aparelho respiratório é sensível a este gás que pode causar dificuldades ao respirar. Crianças, idosos e pessoas que já sofrem de problemas respiratórios são mais suscetíveis aos riscos da exposição ao dióxido de enxofre (EPA, 2018).

A emissão de dióxido de enxofre pode causar danos ao meio ambiente. Em altas concentrações pode influenciar negativamente na adequação do habitat para as comunidades de fauna e flora da região afetada, danificando as folhagens e reduzindo o seu crescimento, principalmente em culturas mais sensíveis, e contribuir para a formação de chuva ácida, além de aumentar a concentração do próprio gás na atmosfera, também auxilia na formação de outros óxidos de enxofre (SO_x), que podem reagir com componentes diversos na atmosfera e formar MP, os quais alguns aspectos dos efeitos à saúde humana e ao meio ambiente foram descritos no tópico anterior (EPA, 2018 e Rhodes, et al. 2017).

- **Óxidos de nitrogênio (NO_x):** onde o principal agente é o dióxido de nitrogênio (NO₂), são gases poluentes com alta ação oxidante, a presença destes compostos na atmosfera, podem representar riscos à saúde humana além de serem fundamentais para a formação de ozônio troposférico, gás que influencia no agravamento do efeito estufa (Ministério do Meio Ambiente, 2018).

Estes gases oxidantes podem ser emitidos por fontes naturais e antrópicas, as naturais, decorrentes de ações de vulcões, bactérias e descargas elétricas são em maior escala do que as antrópicas, originárias, principalmente, da queima de combustíveis fósseis em automóveis e produção energética, porém as naturais tem uma maior distribuição ao redor do globo terrestre, enquanto as antrópicas são concentradas nos centros urbanos, o que acarreta em impactos dos poluentes de forma concentrada (Ministério do Meio Ambiente, 2018).

Respirar ar com altas concentrações de óxidos de nitrogênio pode irritar as vias aéreas do sistema respiratório humano causando tosse, espirros e dificuldade de respirar. Em casos de períodos de longa exposição, os óxidos de nitrogênio podem agravar doenças e infecções respiratórias, como asma e bronquite, aumentando o número de internações hospitalares na região. Crianças, idosos e pessoas com problemas respiratórios são mais sensíveis aos efeitos danosos dos óxidos de nitrogênio (EPA, 2018).

Os óxidos de nitrogênio regem com umidade, oxigênio e outros componentes químicos na atmosfera e podem gerar chuva ácida e smog fotoquímico, que pode prejudicar ecossistemas e materiais. A presença de óxidos de nitrogênio em altas concentrações na atmosfera também podem agravar efeitos de eutrofização em corpos hídricos, auxiliando o crescimento de algas que consomem o oxigênio do ambiente, prejudicando a vida dos peixes e outros seres vivos do local (EPA, 2018).

- **Metano (CH₄):** é um gás que auxilia no agravamento do efeito estufa. A vida do metano na atmosfera é mais curta do que a do dióxido de carbono (CO₂), porém seus efeitos de captura da radiação são consideravelmente maiores. Desta forma o metano, quando comparado com uma mesma quantidade de dióxido de carbono, é 25 vezes mais impactante para a camada de ozônio, para um horizonte de 100 anos (EPA, 2018).

Existem diversas formas de emissão de metano na atmosfera, podendo ser de fontes naturais, como atividades vulcânicas e degradação de matéria orgânica, ou antrópicas, como vazamento de sistemas de gás natural e a criação de gado em larga escala. Entretanto, cerca de 60% da emissão de metano na atmosfera é

proveniente de atividades antrópicas. Alguns processos naturais no solo e reações químicas na atmosfera auxiliam a retirar o metano do ambiente (EPA, 2018).

No campo energético a emissão do metano está fortemente atrelada com o gás natural, pois o metano é o principal componente desta fonte energética e é emitido para a atmosfera durante o processo de produção, processamento, armazenamento, transmissão e distribuição do gás natural. Na agricultura a criação de gado produz a maioria do metano emitido, devido ao processo digestivo natural dos animais. Como os animais são criados em larga escala para o benefício de atividades humanas, como alimentação e confecção de produtos, esta fonte de emissão é considerada antrópica (EPA, 2018).

Para o cálculo do custo da emissão de metano na atmosfera pela termelétrica a gás natural, o estudo considera o seguinte parâmetro: a taxa de emissão assumida é de 1% do total consumido pela usina (Rhodes, et al. 2017).

- **Dióxido de carbono (CO₂):** é o principal gás de efeito estufa emitido através de atividades humanas. Este gás está presente na atmosfera de forma natural, a partir do ciclo de carbono, aonde processos naturais de circulação do carbono ocorrem na atmosfera, oceanos, solos, plantas e animais. As atividades antrópicas interferem neste ciclo, acrescentando carbono na atmosfera e influenciando na captura de carbono dos ambientes naturais (EPA, 2018).

A emissão de dióxido de carbono na atmosfera, por atividades antrópicas, tem sua principal fonte na queima de combustíveis fósseis (carvão, gás natural e óleo), para produção energética e transporte, mas também podem ter origem em processos industriais e mudanças de uso e ocupação do solo (EPA, 2018).

Para o cálculo do custo da emissão de dióxido de carbono na atmosfera pelas fontes energéticas, o estudo considera três parâmetros:

CO₂: danos associados à emissão de CO₂ pela queima do combustível, operação, manutenção e insumos energéticos para extração do combustível, este

parâmetro varia de acordo com a vida útil da tecnologia de produção energética, quanto maior sua estimativa de produção, por mais tempo será emitido CO₂ para a atmosfera e mais prejudicial este poluente pode ser (Rhodes, et al. 2017).

CO₂ Downstream: danos associados à emissão de CO₂ relacionados ao ano que a planta energética é descomissionada, considerando a duração de sua vida útil. Uma vez que os danos causados pela emissão de CO₂ nas próximas décadas podem ser maiores que os atuais (Rhodes, et al. 2017).

CO₂ Upstream: danos associados à emissão de CO₂ no ano que a planta energética é construída, assumindo que todo o CO₂ seja emitido atualmente, ano considerado, 2015 (Rhodes, et al. 2017).

2.4.3.2 DADOS REFERENTES AS EMISSÕES

Para o cálculo das taxas de emissão de poluentes atmosféricos para cada tipo tecnologia foram utilizados os dados da *Energy Information Administration* (EIA), aonde são assumidas taxas aonde a planta energética tem *Best Available Commercial Technology* (BACT), ou seja, trata-se de emissões modernas, para novos projetos (Rhodes, et al. 2017).

Os danos causados pelas emissões de CO₂ e CO₂-eq foram calculados utilizando o *Social Cost of Carbon* (SCC) da *Environmental Protection Agency* (EPA), aonde são considerados a vida útil de cada planta energética para o cálculo dos danos associados as emissões *upstream* e *downstream*, ou seja, tecnologias com uma maior vida útil terão o seu valor de CO₂ *downstream* maior, pois os danos equivalentes aos poluentes tendem a ser maiores no futuro. Os dados de SCC foram calculados utilizando 3 taxas de desconto para o horizonte de 2010 a 2050, 5%, 3% e 2,5%. A taxa média de 3% foi utilizada como referência deste estudo e as taxas de 5% e 3% como casos de máximos e mínimos respectivamente (Rhodes, et al. 2017).

Para o cálculo da estimativa do custo das emissões de metano, para o caso da termelétrica a gás natural, foi utilizado a metodologia de *Social Cost of Methane* (SCM), de (Marten e Newbold, 2012), uma vez que o SCC gera erros quando extrapolado para outros GEE (Rhodes, et al. 2017).

Para a estimativa dos custos relacionados a emissão de SO₂, NO_x, MP_{2,5} e MP₁₀ foi utilizada a metodologia de *Value of a Statistical Life* (VSL).

Esta metodologia busca analisar o custo benefício de uma nova política ambiental, estimando quanto as pessoas estão dispostas a pagar por uma pequena redução do risco de morrer por condições adversas de saúde que podem ser causadas pela poluição ambiental. O valor da estimativa da disposição para pagar pela redução do risco é o VSL, ou seja, é o valor que um grande grupo de pessoas estaria disposta a pagar por uma redução em seus riscos individuais de morrer em um ano, de tal forma que é esperado algumas mortes a menos neste grupo ao longo deste ano. É importante ressaltar que o VSL não é uma estimativa de quanto dinheiro um único indivíduo ou grupo estaria disposto a pagar para evitar a morte certa de qualquer pessoa em particular (EPA, 2018).

Para o estudo em questão, os danos marginais das emissões de SO₂, NO_x, MP_{2,5}, foram utilizados os dados de VSL de (Holland et al, 2015), para o MP₁₀ foi utilizado o estudo de (Muller e Mendelsohn, 2009). Os dois estudos forneceram valores baixos, médios e altos para os custos das emissões, para cada tipo de poluente e condado, os valores intermediários foram utilizados como referência. Existe uma disparidade entre os valores de VSL adotados por cada estudo, o referente aos poluentes SO₂, NO_x, MP_{2,5}, adota um valor de 6 milhões de dólares com 2011 como ano base de emissão, enquanto o MP₁₀ adotou 2 milhões de dólares, escalando com a idade, com 2002 como ano base de emissão. Portanto a estimativa do VSL para o MP₁₀ está subestimada, quando comparada com os outros poluentes (Rhodes, et al. 2017).

Em relação as emissões em geral de uma fonte energética, o IPCC, em seu relatório sobre mudanças climáticas de 2014, faz uma relação entre as emissões totais de cada fonte energética, em uma unidade padrão, gCO₂eq/kWh. A Figura 11, mostra a comparação entre diversas fontes energéticas, aonde está incluso as emissões diretas e as de infraestrutura.

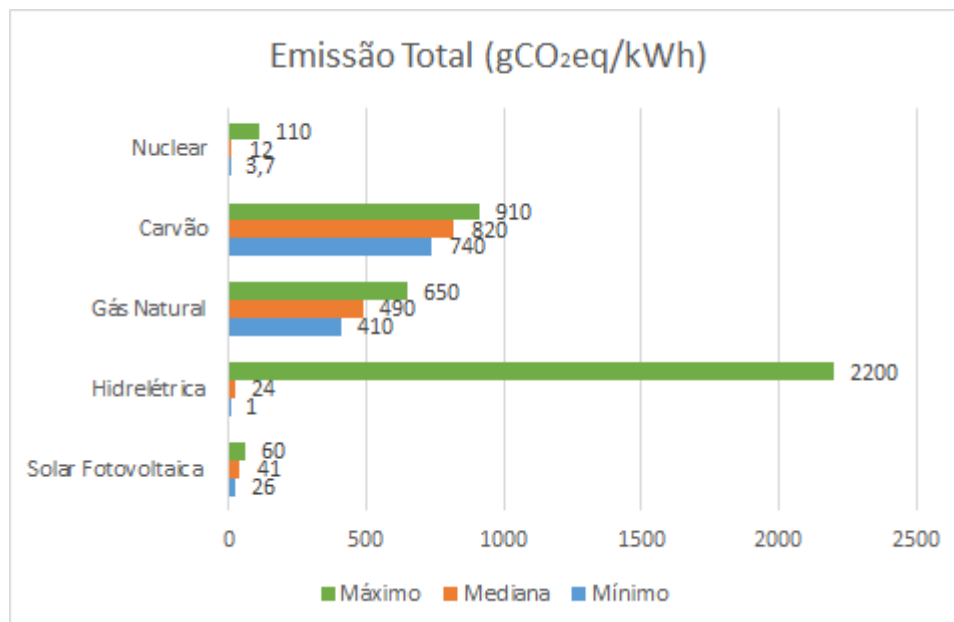


Figura 12 – Emissão total (gCO₂eq/kWh)

FONTE: (Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Anexo III, IPCC, 2014)

Nota: As emissões referentes as hidrelétricas variam muito, pois estudos atuais ainda não são conclusivos quanto a emissão de metano com a degradação da matéria orgânica dos reservatórios. Devido a esta alta variabilidade a emissão média não é compatível com as emissões reais de cada país ou projeto.

3 METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para a realização deste Projeto Final de Graduação tem-se a base na revisão da literatura na área de planejamento energético e mudanças climáticas, com foco em energia elétrica e aspectos ambientais.

O trabalho é realizado com base nas projeções para a demanda e matriz de energia elétrica brasileira em 2050, considera-se também a estimativa das emissões de CO₂ equivalente provenientes do setor elétrico para o Brasil de 2050, o custo e o benefício da implementação de uma maior parcela da geração solar distribuída no Brasil, comparando com fontes termoeletrica a carvão e a gás natural, com a incorporação de externalidades ambientais, a fim de diminuir as emissões de gases poluentes através da geração de energia elétrica e aumentar a parcela de fontes de energia renováveis não hídricas no Brasil.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

O Brasil deve aumentar o seu consumo de energia elétrica em mais de três vezes na projeção para o horizonte 2050, passando dos 512.000 GWh em 2013 para mais de 1.605.000 em 2050 (EPE, 2016). A projeção da COPPE em seu cenário BAU para o mesmo ano horizonte, indica que haverá um aumento da participação de fontes com grande emissão de GEE, como gás natural e carvão, devido as grandes reservas naturais destas fontes energéticas que o Brasil possui, representando cerca de 19% e 11% da produção de energia elétrica brasileira, respectivamente, com esta parcela elevada de fontes de energia poluidoras o Brasil deve emitir cerca de 370 milhões de toneladas equivalentes de CO₂ em 2050 (PCE, 2014). Esta tendência caminha contra o intuito mundial que visa a redução da emissão de GEE a partir de fontes energéticas.

As mudanças climáticas podem causar irregularidades nas vazões dos rios brasileiros, devido ao aumento da ocorrência de eventos extremos, como secas prolongadas, veranicos, vendavais, entre outros, isto é um risco para as hidrelétricas brasileiras, pois a região norte, que abriga grande parte do potencial hídrico energético brasileiro também está sujeita a estas interferências das mudanças climáticas (BCMC, 2014). Além disto, parte do potencial que pode ser aproveitado por hidrelétricas no

Brasil entra em conflito com parques e florestas nacionais além de terras indígenas (EPE, 2007).

A fim de mitigar as emissões de GEE e diversificar a matriz elétrica brasileira com fontes renováveis não hídricas a energia solar se mostra muito útil. Os valores de radiação solar no Brasil variam de 1550 a 2400 KWh/m², considerados altos de acordo com a média mundial (Barbosa Filho, et al. 2015), e a projeção de capacidade instalada de GD por energia solar no Brasil com políticas de incentivo para 2050 é de 118.000 MW, representando mais de 8% do SIN (EPE, 2016).

Relacionando estes aspectos apresentados, com o auxílio da revisão bibliográfica, já mencionada no presente texto, o objetivo é reduzir as emissões de GEE, mesmo com o crescimento da matriz elétrica brasileira. As políticas de incentivo a energia solar serão analisadas como um meio de alcançar este objetivo.

3.3 MODELO DE VIABILIDADE DE UMA FONTE ENERGÉTICA

A forma que o Brasil considera a viabilidade econômica de uma fonte energética não leva em consideração aspectos ambientais, na nota técnica DEA 19/14 “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos” de 2014 da EPE deixa-se claro que as variáveis consideradas são: recurso, técnico, econômico e mercado.

Deve-se implementar os aspectos ambientais como uma das variáveis consideradas na viabilidade de uma fonte energética a fim de aumentar a diversidade de fontes renováveis não hídricas e diminuir a emissão de GEE na geração de energia elétrica. Com a inserção deste novo quesito altera-se o planejamento energético brasileiro para as próximas décadas, pois o mesmo apresenta tendências de maior participação de fontes de alta emissão de GEE, e ainda auxilia na construção de um papel de liderança internacional em energias renováveis para o Brasil.

Assim, seguindo o modelo utilizado pela EPE com a inserção dos aspectos ambientais nas variáveis consideradas para a utilização de uma fonte de energia, tem-se a reformulação ilustrada pela Figura 13.

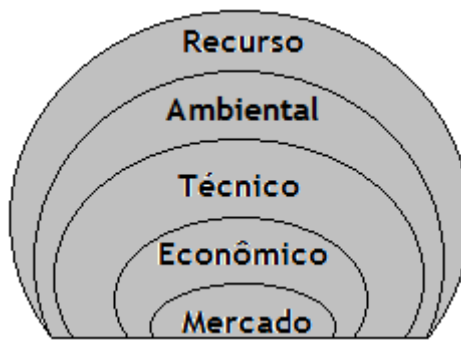


Figura 13 – Novo modelo de viabilidade de uma fonte energética.

- **Recurso**, aonde se analisa a quantidade, o horizonte de disponibilidade, localização geográfica e o conteúdo energético de uma determinada fonte.
- **Aspectos ambientais**, aonde se analisa os benefícios ambientais de uma determinada fonte, deve-se levar em consideração em qual grau a forma de obtenção de energia prejudica os ambientes com qual ela entra em contato.
- **Técnico**, aonde se analisa as limitações técnicas e de uso do solo, e também a possibilidade de conversão do recurso de forma útil através de tecnologias específicas.
- **Econômico**, aonde se analisa o custo da tecnologia e outros fatores econômicos.
- **Mercado**, a última esfera de análise que incorpora considerações do mercado, como demanda, oferta, preços de commodities, regulação, incentivos, barreiras, investimentos, reposta do consumidor, entre outros.

Com a reformulação do modelo de viabilidade de uma fonte energética as fontes renováveis de energia ganharão grande força em relação as emissoras de GEE, uma vez que os aspectos ambientais devem estar antes do requisito técnico a fim de inibir a intenção daqueles que por saberem da disponibilidade de tal fonte quererem utiliza-la independente de suas características com o meio ambiente. Desta forma, apenas as fontes com aspectos ambientais positivos teriam a sua análise técnica, econômica e mercadológica.

Tratando sobre a questão ambiental a energia solar é considerada uma energia limpa e segura, por ser silenciosa, abundante, sustentável, renovável e não emitir GEE (Hosenuzzaman, M. et al., 2015). Por não emitir GEE na produção energética, a energia solar auxilia na mitigação dos efeitos das mudanças climáticas, como a maior incidência de eventos extremos, o aumento do nível médio dos oceanos, o aumento da temperatura média do planeta, entre outros (IPCC 2014).

No Brasil a Resolução 687/2012 da ANEEL garante a instalação de pequenos geradores em unidades consumidoras e a injeção de energia excedente na rede em troca de créditos que poderão ser utilizados em um prazo de 60 meses (ANEEL, 2016). Esta medida permite que a inserção da GD fotovoltaica no Brasil aumente nas próximas décadas.

Sob questões econômicas a energia solar se mostra mais cara do que outras fontes de energia com o custo nivelado de 170 a 490 (USD/MWh), enquanto o carvão e gás natural apresentam valores de 78 a 120 (USD/MWh) e 79 a 100 (USD/MWh) respectivamente, estes dados estão detalhados na Figura 10, (EPE, 2016 e IPCC, 2014), porém a expectativa é uma queda dos custos dos sistemas fotovoltaicos como mostra a projeção da EPE na Tabela 7 aonde o valor é reduzido praticamente pela metade entre as décadas de 2020 e 2050 (EPE, 2016).

Um fator que pode favorecer as energias renováveis sob a ótica econômica é o estudo de Pao e Fu, 2013, para o Brasil, que através de um modelo econômico que levou em consideração os investimentos necessários, a geração de empregos na cadeia produtiva e a energia produzida, tanto de fontes de energia renovável como não renovável, de forma independente, estimando o ganho econômico em relação ao PIB. O resultado é favorável para a maior inserção das energias renováveis no Brasil a longo prazo, uma vez que a cada 1% de aumento do consumo de fontes renováveis o PIB brasileiro cresce 0,2% (Pao e Fu, 2013).

A adoção atual do mercado brasileiro para a energia solar fotovoltaica não é alta devido aos altos custos de implementação da fonte, por isso, em estudos da EPE, apenas unidades com alta taxa de consumo, e que são proprietários de suas residências devido elevado tempo de retorno do investimento, são definidas como potenciais usuários desta fonte energética (EPE, 2014).

A redução de custos, implementação de políticas favoráveis a energia solar fotovoltaica e outras formas de acessibilidade como leasing, compras em grupo e compras de cotas de geração solar, por exemplo, devem aumentar a inserção desta fonte no cenário brasileiro para as próximas décadas. Com estas novas práticas e realidades o Brasil pode alcançar em 2050 até 8,7% do SIN provenientes da energia solar, aumento consideravelmente grande, comparado com os atuais 0,1%, a projeção detalhada está na Tabela 8 (EPE, 2016).

A energia solar tem potencial para a maior inserção na matriz elétrica brasileira, pela sua grande disponibilidade de recursos, aspectos ambientais consideravelmente superiores a outras fontes convencionais, disponibilidade técnica comprovada e utilizada em outros países e apesar de apresentar um potencial econômico e mercadológico aparentemente fraco estudos e projeções indicam a melhora destes dois aspectos a médio e longo prazo.

Com base nestes aspectos apresentados, com o objetivo de reduzir as emissões de GEE a partir de fontes energéticas nas próximas décadas e ainda considerando a reformulação proposta para o modelo de viabilidade de uma fonte energética existe espaço para a maior inserção da energia solar na matriz elétrica brasileira.

3.4 VIABILIDADE DO INVESTIMENTO EM NOVAS POLÍTICAS PARA A MAIOR INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL

Com o intuito de estimar os benefícios e custos da maior inserção da energia solar a partir de investimentos em novas políticas no Brasil, que consiste em avanços regulatórios e incentivos fiscais, toma-se como base a projeção da EPE para a potência instalada de GD fotovoltaica no Brasil para a década de 2050, nesta projeção existem dois cenários, um de referência e outro com novas políticas, detalhados na Tabela 8, são levados em conta também, as estimativas de custos de implementação de uma fonte energética com a incorporação de externalidades ambientais, seção 2.4.3, e os resultados de Pao e Fu, 2013, sobre os benefícios econômicos de investimento em energias renováveis no Brasil.

A Figura 14 ilustra os principais pontos da metodologia aplicada, que é descrita nesta seção, e pode-se resumir nos seguintes aspectos, o consumo adicional, em marrom, trata-se da diferença de potência instalada, consumo energético de energia solar fotovoltaica, entre os cenários de novas políticas e o de referência. Os dados de entrada, em azul, serão aplicados nos valores de consumo adicional para obter-se os resultados, em verde.

Os principais dados de entrada são: $LCOE_{AMB}$, Crescimento Econômico (PIB) e Estimativa Emissão CO_2 -eq.

O $LCOE_{AMB}$ é o custo nivelado de cada fonte energética, energia solar fotovoltaica e termoeletricas a gás natural e a carvão, considerando externalidades ambientais. Para o cálculo deste parâmetro utilizou-se o valor do custo nivelado das

fontes energéticas da literatura, EPE e IPCC, e uma estimativa do custo de externalidades ambientais calculado no software, apresentado na seção 2.4.3. O Crescimento Econômico (PIB) é a projeção do valor do PIB para o Brasil nas próximas décadas, realizado pela PwC, e a Estimativa Emissão CO₂-eq são dados do IPCC referente a emissão das fontes energéticas, indicados na Figura 12.

Os resultados são: Mitigação GEE, Custo de Implementação por Fonte, Estimativa Econômica e Benefício Econômico.

A Mitigação GEE é a estimativa de emissão de GEE evitada caso tenha-se uma maior participação de energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, o principal dado de entrada é a Estimativa Emissão CO₂-eq.

O Custo de Implementação por Fonte é a estimativa do custo das fontes energéticas, solar, gás natural e carvão, considerando externalidades ambientais, para suprir a demanda proposta pelo Consumo Adicional, o principal dado de entrada é o LCOE_{AMB}.

A Estimativa Econômica são os ganhos econômicos relacionados ao investimento em fontes de energias renováveis no Brasil, segundo o estudo de Pao e Fu, 2013, o principal dado de entrada é o Crescimento Econômico (PIB).

O Benefício Econômico é uma relação entre a diferença do Custo de Implementação da energia solar fotovoltaica com as termoeletricas a gás natural e a carvão, adicionando a Estimativa Econômica de se investir em fontes de energias renováveis no Brasil.

Após o fluxograma, Figura 14, que destaca os principais pontos da metodologia, todos os processos e equações utilizadas estão descritos nesta seção.

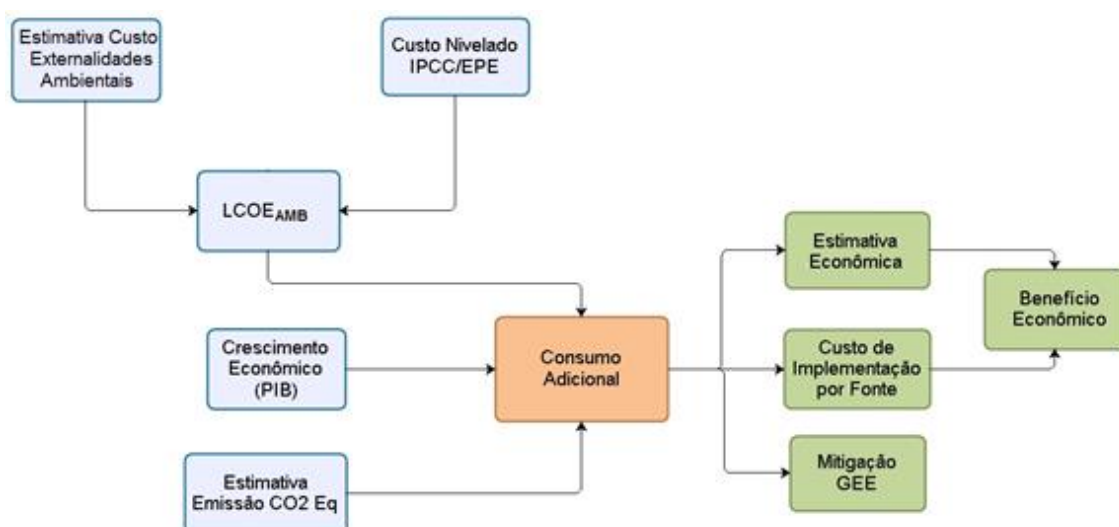


Figura 14 – Fluxograma metodologia

A fim de obter o ganho de capacidade instalada utilizando o cenário de novas políticas em comparação com o cenário de referência realiza-se a operação, para cada ano de projeção, indicada pela Equação (1).

$$GCI_i = CINP_i - CIR_i \quad \text{Equação (1)}$$

Onde:

GCI_i : Ganho de capacidade instalada (GW)

$CINP_i$: Capacidade instalada com a implementação de novas políticas (GW)

CIR_i : Capacidade instalada no cenário de referência (GW)

Realiza-se operação similar para a obtenção do ganho percentual de consumo de energia solar no SIN, no caso de investimento no cenário de novas políticas ao invés do cenário de referência, para cada ano de projeção, indicado pela Equação (2).

$$\%GCES_i = \%CESNP_i - \%CESR_i \quad \text{Equação (2)}$$

Onde:

$\%GCES_i$: Porcentagem do ganho em consumo de energia solar do SIN

$\%CESNP_i$: Porcentagem de consumo de energia solar do SIN com a implementação de novas políticas

$\%CESR_i$: Porcentagem de consumo de energia solar do SIN no cenário de referência

Com o ganho percentual de consumo de energia e os dados de demanda energética brasileira para as próximas décadas, detalhados na Figura 4, obtêm-se os valores de consumo adicional de GD por energia solar com a implementação de novas políticas no Brasil, pela Equação (3), para cada ano de projeção.

$$CANP_i = \%GCES_i \times CEBR_i \quad \text{Equação (3)}$$

Onde:

$CANP_i$: Consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas (GWh)

$\%GCES_i$: Porcentagem do ganho em consumo de energia solar do SIN

$CEBR_i$: Consumo elétrico brasileiro (GWh)

Uma vez que se está aumentando o consumo de energia por fontes renováveis, pode-se reduzir o consumo de fontes como carvão ou gás natural, que possuem altos níveis de emissão de GEE, assim, sabendo o consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas, é possível estimar a mitigação de emissão de GEE.

Caso a estimativa da mitigação de GEE seja relevante, para o contexto da geração de energia elétrica brasileira, pode-se afirmar que esta política de investimento em energia solar é benéfica para o Brasil, inclusive servindo de exemplo para outros países e auxiliando o Brasil a se tornar um dos líderes mundiais em questões energéticas, uma vez que a tendência é de que os países migrem para esta matriz elétrica menos poluente nas próximas décadas.

A Figura 12 indica a emissão de CO₂ equivalente por consumo energético de cada fonte, utilizando os dados medianos do gás natural, carvão e solar fotovoltaica e relacionando com o consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas, pode-se obter os valores estimados da mitigação de emissão de GEE para cada fonte e ano de projeção, indicado pela Equação (4).

$$MGEE_i = ECO_2eq_i \times CANP_i \quad \text{Equação (4)}$$

Onde:

$MGEE_i$: Mitigação de GEE por fonte (gCO₂eq)

ECO_2eq_i : Emissão de CO₂ equivalente por fonte (gCO₂eq/KWh)

$CANP_i$: Consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas (GWh)

Nota: É necessário converter os valores de ECO₂eq e CANP para a mesma unidade de consumo.

Uma vez que se tem um ganho ambiental, com a redução de emissão de GEE, realiza-se outras estimativas.

Com o objetivo de estimar o custo do investimento brasileiro necessário para obter este benefício será realizada uma comparação entre o custo de implementação da energia solar e das termelétricas a gás natural e a carvão. Para esta estimativa, será incorporado aos custos de implementação algumas externalidades ambientais, internalizando certos custos que a produção energética gera e normalmente não são considerados.

A metodologia terá como base, dados da literatura que buscam estimar estes custos para cada tecnologia, para o cálculo do custo nivelado será utilizado a plataforma

online do estudo de Rhodes, et al. 2017, exposto na seção 2.4.3. Com o intuito de observar as diferenças dos custos das externalidades ambientais.

A comparação entre as tecnologias será realizada em duas etapas. A primeira trata-se do cálculo do custo nivelado, utilizando a plataforma, sem a incorporação das externalidades ambientais. Os valores calculados para cada tecnologia serão comparados com os valores da literatura de referência, EPE e IPCC. Uma vez terminada esta etapa, a segunda fase é iniciada, aonde serão adicionadas as externalidades ambientais no cálculo do custo nivelado da plataforma. O aumento do custo será extrapolado para os dados oficiais da EPE e do IPCC, a fim de observar o impacto da internalização de alguns aspectos ambientais no preço final de uma tecnologia de produção energética.

Para o cálculo do custo nivelado das tecnologias de produção energética sem considerar externalidades ambientais, os principais parâmetros, destacados na seção 2.4.2, são: custo de investimento, fator de capacidade, custo de operação (fixo e variável), vida útil, custo do combustível e taxa de desconto. Todos estes parâmetros são levados em consideração no cálculo do custo nivelado da plataforma online. Existem valores padrões para cada parâmetro, porém, estes valores, são os utilizados no estudo e são referentes aos Estados Unidos, desta forma, podem não ser representativos para o caso brasileiro. Sendo assim, serão utilizados como dados de entrada os valores destacados na Tabela 9, para cada parâmetro, dando preferência aos valores da EPE que buscam representar a realidade dos custos para o Brasil, quando não for possível utilizar estes valores, os do IPCC serão escolhidos, uma vez que trata-se de dados internacionais, no caso de nenhuma das duas referências indicar o valor para um determinado parâmetro da plataforma, o dado de entrada padrão será mantido.

Para o valor de Firming Cost, será utilizado o padrão da plataforma, este parâmetro busca incluir um custo adicional para a capacidade de armazenamento, para o caso de tecnologias de produção energética não despacháveis, eólica e solar fotovoltaica.

O valor de Heat Rate, para o caso das termelétricas, está relacionado com a eficiência da planta energética, será utilizado o valor padrão da plataforma, por tratar-se de uma característica da tecnologia.

Para o caso da termelétrica a carvão o valor de Heat Rate será reduzido em 11% do valor de referência da plataforma, pois, a base de dados do estudo é referente a tecnologia a carvão com sequestro de gás carbônico, o que aumenta este parâmetro, segundo a EPE a tecnologia a carvão convencional, utilizada no Brasil, tem esse parâmetro cerca de 11% menor (EPE, 2016).

Os valores de Custo de Transmissão e Distância de Transmissão serão adotados como nulo, pois no Custo de Investimento da literatura, EPE e IPCC, já incluem estes custos.

Uma vez inserido todos os dados de entrada, a plataforma online realiza o cálculo nivelado para cada tecnologia de produção energética em USD/MWh, este primeiro resultado será denominado de $LCOE_I$ e será comparado com os dados dos $LCOE_{EPE}$ e $LCOE_{IPCC}$, destacados na Figura 10, a fim de identificar se existe alguma disparidade gritante entre o custo nivelado calculado e os da literatura. Caso os resultados estejam coerentes, será realizada a segunda etapa da comparação entre as tecnologias.

Nesta etapa o custo nivelado de cada fonte energética será calculado considerando algumas externalidades ambientais, relacionadas aos seguintes poluentes atmosféricos: material particulado (MP), dióxido de enxofre (SO_2), óxidos de nitrogênio (NO_x), metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), alguns pontos relacionados a interação destes gases com o ambiente estão expostos na seção 2.4.3.1.

Os custos referentes a emissão de cada gás poluente serão utilizados do próprio estudo de Rhodes, et al. 2017, porém com algumas adaptações, para ser melhor incorporado a um caso geral brasileiro. Os poluentes atmosféricos são mais prejudiciais em temperaturas mais elevadas, em cidades aonde já existe uma poluição atmosférica prévia, os efeitos de novas emissão são mais impactantes. Sendo assim, dividiu-se a base de dados da plataforma entre condados, grandes, médios e pequenos, de acordo com sua população, sendo considerado acima de 400 mil habitantes, grande, entre 90 e 399 mil habitantes, médio e de 0 a 90 mil habitantes, pequeno. A divisão destes condados foi realizado para o estado da Florida, aonde considerou-se ter condições climáticas relativamente similares ao caso brasileiro. Apesar de compreender que os custos relativos as externalidades ambientais nos Estados Unidos não são os mesmo que no Brasil, buscou-se, a partir destas adaptações, diminuir esta diferença.

Uma vez definido o valor do custo das externalidades ambientais para o caso brasileiro, estes são inseridos como dados de entrada na plataforma e incorporados ao $LCOE_I$, de cada tecnologia de produção energética. Para o caso das termelétricas a gás natural e a carvão, serão obtidos três novos resultados, denominados de $LCOE_{AMB}$, para cada tecnologia, um $LCOE_{AMB}$ referente a cidades grandes, um para cidades médias e um para cidades pequenas. No caso da solar fotovoltaica, apenas um resultado de $LCOE_{AMB}$ será apresentado, pois as emissões referentes a esta tecnologia não dependem de características como a poluição local já existente, as emissões são de caráter global e assim, os valores para os custos são os mesmos, independente do local de produção.

Com os valores de $LCOE_{AMB}$, para cada tipo de cidade e para todas as tecnologias de produção energética, é realizado uma comparação entre o $LCOE_{AMB}$ e o $LCOE_I$, para identificar-se o aumento percentual do custo da tecnologia, uma vez incorporado algumas externalidades referentes a sua produção energética. Os aumentos percentuais de cada caso serão determinados e adicionados aos custos nivelados de referência, EPE e IPCC, de cada tecnologia, que estão apresentados na Figura 10. Desta forma, é possível estimar o custo que as produções energéticas possuem e não são internalizados e, assim, auxiliar para que não sejam tomadas decisões com análises incompletas das tecnologias de produção energética.

Definido os valores de $LCOE_{AMB}$, para os dados de referência da EPE e do IPCC, é possível comparar a diferença do custo de implementação para aumentar-se a participação de energia solar no SIN, a partir de novas políticas, ao invés de instalar termelétricas para suprir esta demanda. Para esta comparação utiliza-se os valores de $LCOE_{AMB}$, da EPE e do IPCC, para cada categoria de cidade e ano de projeção, além do consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas ($CANP_i$), por meio da equação (5).

$$CI_i = LCOE_{AMB} \times CANP_i \quad \text{Equação (5)}$$

Onde:

CI_i : Custo de implementação de cada tecnologia e categoria de cidade de produção (USD).

$LCOE_{AMB}$: Custo nivelado de referência, EPE e IPCC, incorporando externalidades ambientais (USD/MWh).

$CANP_i$: Consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas (GWh).

Nota: É necessário converter os valores de $LCOE_{AMB}$ e $CANP$ para a mesma unidade de consumo.

Com o intuito de estimar o benefício econômico de se investir na inserção da GD fotovoltaica por energia solar no Brasil, utiliza-se o resultado do estudo de Pao e Fu, 2013, aonde, a partir de um modelo econômico concluiu-se que a cada 1% de consumo de energias renováveis no Brasil obtêm-se o crescimento de 0,2% do PIB.

A partir da porcentagem do ganho em consumo de energia solar do SIN, para cada ano de projeção, tem-se o percentual de consumo de energias renováveis adicional, por utilizar o cenário de investimento em novas políticas. Relacionando isto com o PIB brasileiro, para cada ano de projeção, a partir do resultado do estudo de Pao e Fu, 2013, é possível estimar o ganho econômico pelo investimento em novas políticas para a maior inserção de GD por energia solar no Brasil, pela equação (6).

$$EGE_i = \%GCES_i \times 0,002 \times PIB_i \quad \text{Equação (6)}$$

Onde:

EGE_i : Estimativa do ganho econômico pela implementação de novas políticas (USD).

$\%GCES_i$: Porcentagem do ganho em consumo de energia solar do SIN

PIB_i : Produto interno bruto brasileiro (USD)

Com os resultados das estimativas do ganho econômico por adicionar a capacidade instalada do cenário de novas políticas, e o custo de implementação de cada tecnologia e categoria de cidade de produção, é possível, a partir da equação (7), estimar o benefício econômico de se adotar um cenário de investimentos em energia solar fotovoltaica no Brasil.

$$BE = EGE_i - (CI_{Solar} - CI_i) \quad \text{Equação (7)}$$

Onde:

BE : Benefício econômico (USD)

EGE_i : Estimativa do ganho econômico por adicionar a capacidade instalada proposta pela implementação de novas políticas (USD)

CI_{Solar} : Custo de implementação da energia solar fotovoltaica (USD).

CI_i : Custo de implementação de cada tecnologia e categoria de cidade de produção (USD).

Com esta linha de pensamento, procura-se obter um resultado que seja satisfatório ambientalmente, com a redução de emissão de GEE na tentativa de mitigar os efeitos das mudanças climáticas, socialmente com a disponibilidade de energia elétrica de forma segura para a sociedade brasileira e economicamente, com o retorno dos investimentos governamentais em políticas de incentivo e ainda com possíveis ganhos econômicos futuros.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 10 mostra os resultados para o ganho de capacidade instalada, utilizando a Equação (1), com a implementação do cenário de novas políticas em relação ao cenário de referência.

Tabela 10: Ganho de capacidade instalada

	Ano			
	2020	2030	2040	2050
GCI (GW)	0.5	10	32	40

Nota-se que o maior ganho de capacidade instalada se dará após 2030, quando o preço de instalação dos sistemas fotovoltaicos estarão mais baixos, incentivando o usuário a adquirir este tipo de sistema, a tecnologia também estará mais difundida o que tende a aumentar o número de consumidores interessados pela mesma. Desta forma espera-se que a maior parte dos benefícios de investimento em novas políticas para os sistemas fotovoltaicos seja observado a partir da década de 2030.

Com o ganho de capacidade instalada naturalmente se obtém o aumento da participação da energia solar no SIN, esta relação está representada na Figura 15.

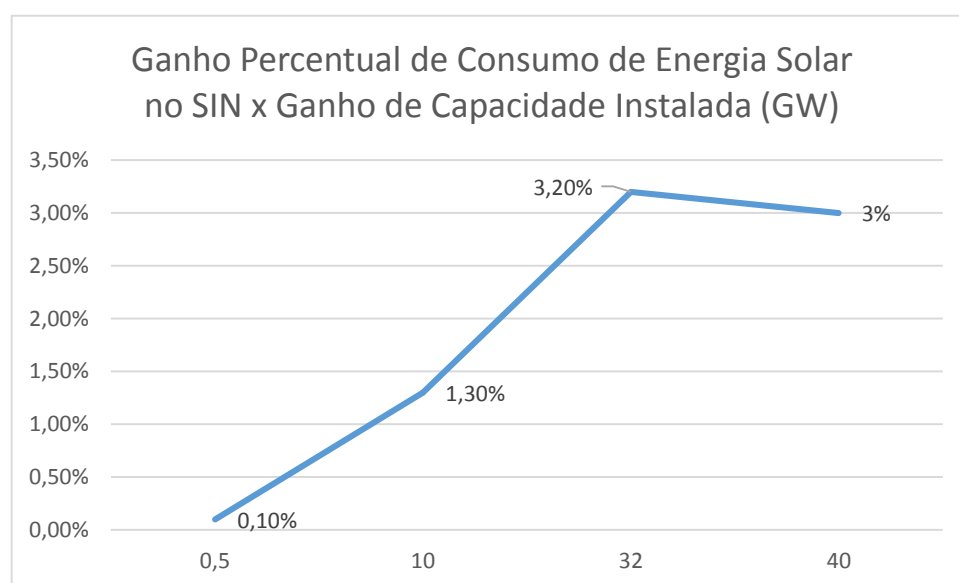


Figura 15 – Relação entre o ganho percentual de consumo de energia solar no SIN e o ganho de capacidade instalada (GW)

A Figura 15 mostra que com o investimento em novas políticas a energia solar terá um papel mais expressivo na matriz elétrica brasileira em relação ao cenário de

referência, atingindo uma participação 3% maior em 2050. Nota-se que o maior ganho participação percentual se dá na década de 2040, que é logo após o maior ganho de capacidade instalada que passou de 10GW para 32 GW de potência adicional.

Logicamente o consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas segue a mesma tendência que o ganho de capacidade instalada e o aumento da participação da energia solar no SIN.

O consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas está expresso na Tabela 11 e sua relação com o aumento da participação da energia solar no SIN na Figura 16.

Tabela 11: Consumo adicional de energia solar

	Ano			
	2020	2030	2040	2050
CANP (GWh)	648	12.623	40.896	48.150

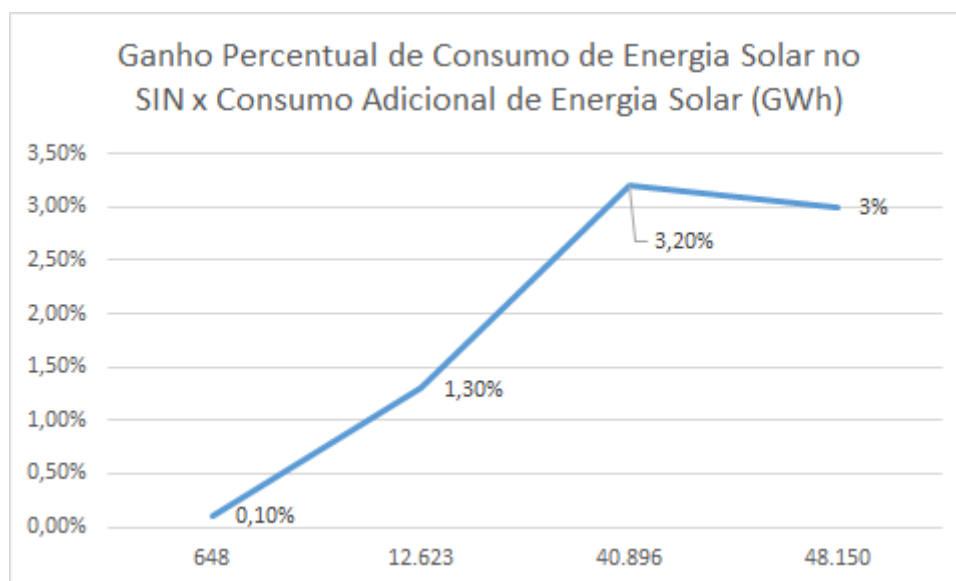


Figura 16 – Relação entre o ganho percentual de consumo de energia solar no SIN e o consumo adicional de energia solar (GWh)

Pelos mesmos motivos mencionados acima, sobre o ganho de capacidade instalada, o consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas terá seu grande aumento após a década de 2030, indicando que os benefícios do investimento serão observados a partir deste período.

A Tabela 12 indica as emissões de GEE em toneladas de CO₂ equivalentes (tCO₂ eq) produzidas por cada fonte para o consumo adicional de energia solar com a implementação de novas políticas.

Tabela 12: Emissão de GEE por fonte (tCO₂ eq)

Fonte	Ano			
	2020	2030	2040	2050
Gás Natural	317.520	6.185.270	20.039.040	23.593.500
Carvão	531.360	10.350.860	33.534.720	39.483.000
Energia Solar	26.568	517.543	1.676.736	1.974.150
Emissões evitadas - Gás Natural	290.952	5.667.727	18.362.304	21.619.350
Emissões evitadas - Carvão	504.792	9.833.317	31.857.984	37.508.850

As linhas “Emissões evitadas – Gás Natural” e “Emissões evitadas – Carvão” representam a emissão das respectivas fontes subtraídas da emissão da energia solar, ou seja, uma vez que a energia solar também possui níveis de emissão, provenientes da produção de seus materiais, realiza-se esta subtração para se obter o ganho real na mitigação de emissão de GEE.

A Figura 17 expressa as emissões de GEE evitadas do gás natural e do carvão (ganho real), comparado com as emissões totais de GEE para toda a produção de energia elétrica brasileira, projetada pela COPPE em seu cenário BAU através do estudo da PCE, indicado pela Tabela 2.

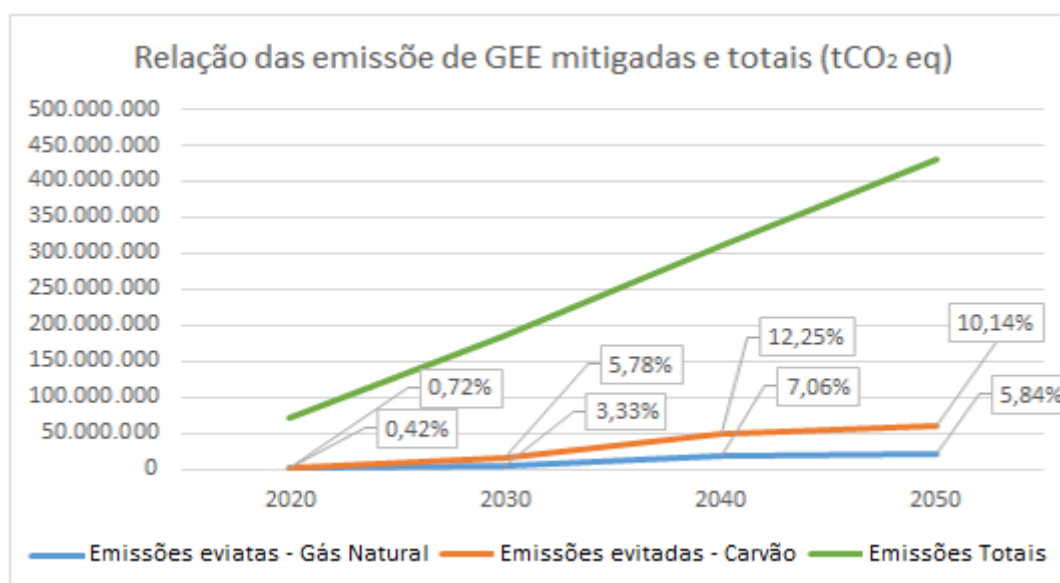


Figura 17 – Relação das emissões de GEE mitigadas e totais (tCO₂ eq)

As porcentagens indicadas na Figura 16 representam a parcela mitigada em relação as emissões de GEE totais para a produção de energia elétrica, projetadas pela COPPE.

É importante destacar como o aumento da participação de energia solar do SIN reflete sob as emissões de GEE para a produção de energia elétrica brasileira. A partir da década de 2030 nota-se uma redução significativa das emissões, com o aumento de apenas 1,3% da participação de energia solar no SIN tem-se uma mitigação de 5,78% das emissões de GEE, caso o carvão seja reduzido, e de 3,33% caso a redução venha do gás natural.

O resultado mais expressivo se dá na década de 2040, aonde se tem o maior ganho percentual de energia solar no SIN (3,2%), por motivos já esclarecidos no presente texto, chega-se a mitigar 12,25% das emissões totais de GEE com a redução do carvão e 7,06% caso seja reduzido o gás natural.

Os resultados para os aspectos ambientais para o investimento em novas políticas para a geração de energia elétrica a partir da energia solar se mostraram relevantes, considerando que mesmo um incremento pequeno da energia solar na matriz elétrica brasileira se reduz parcelas consideráveis da emissão proveniente deste setor. Uma vez que estes resultados se mostraram positivos é importante analisar os aspectos econômicos de tal investimento.

Para a análise dos aspectos econômicos, realiza-se, inicialmente, o cálculo do custo nivelado da produção energética das termelétricas a gás e a carvão, e da solar fotovoltaica, sem considerar externalidades ambientais, $LCOE_I$, utilizando a plataforma online do estudo de (Rhodes, et al. 2017).

A Tabela 13 demonstra os dados de entrada para cada tecnologia, assim como a referência bibliográfica utilizada, no caso dos parâmetros, aonde a literatura fornece uma faixa de valores, utilizou-se valores médios como dados de entrada.

Tabela 13: Dados de entrada para o cálculo do custo nivelado

	Gás Natural		Carvão		Solar Fotovoltaico	
	Valor	Fonte	Valor	Fonte	Valor	Fonte
Fator de Capacidade (%)	70	EPE, 2016	70	EPE, 2016	17,1	EPE, 2016
Custo do Combustível (USD/MMBTU)	10	EPE, 2016	11,76	EPE, 2016	0	EPE, 2016
Heat Rate (BTU/kWh)	6430	Rhodes, et al. 2017	8780,4	Rhodes, et al. 2017	0	Rhodes, et al. 2017
O&M Fixo (USD/Kw.Ano)	18	EPE, 2016	23	IPCC, 2014	26,33	EPE, 2016
O&M Variável (USD/MWh)	6	EPE, 2016	3,4	IPCC, 2014	0	EPE, 2016
Custo de Investimento (USD/Kw)	1100	EPE, 2016	3500	EPE, 2016	2633	EPE, 2016
Firming Cost (USD/MWh)	0	Rhodes, et al. 2017	0	Rhodes, et al. 2017	1	Rhodes, et al. 2017
Vida Útil (Anos)	30	EPE, 2016	40	EPE, 2016	20	EPE, 2016
Taxa de Desconto (%)	8	EPE, 2016	8	EPE, 2016	6	EPE, 2016

Após inserido os dados de entrada na plataforma, obtêm-se o $LCOE_I$ em USD/MWh, para cada tecnologia, a Tabela 14 demonstra estes valores, a Figura 18, compara os valores de $LCOE_I$ com os valores de custo nivelado da literatura, $LCOE_{EPE}$ e $LCOE_{IPCC}$.

Tabela 14: Custo nivelado ($LCOE_I$) por fonte energética.

	$LCOE_I$ (USD/MWh)
Carvão	159,69
Gás Natural	89,17
Solar Fotovoltaica	171,82

As colunas em verde representam os valores de $LCOE_I$, as colunas em laranja e azul representam os valores máximos e mínimos do $LCOE_{EPE}$ e do $LCOE_{IPCC}$, respectivamente. Os valores calculados pela plataforma, $LCOE_I$, estão condizentes com o da literatura, apesar do preço do carvão estar acima e o da solar fotovoltaica abaixo do esperado, principalmente quando comparados com os valores de $LCOE_{IPCC}$, porém não são valores fora da realidade do que é encontrado na literatura. Sendo assim, será adicionado os custos das externalidades nos valores de $LCOE_I$, para identificar-se o impacto destes custos no preço final de cada tecnologia.

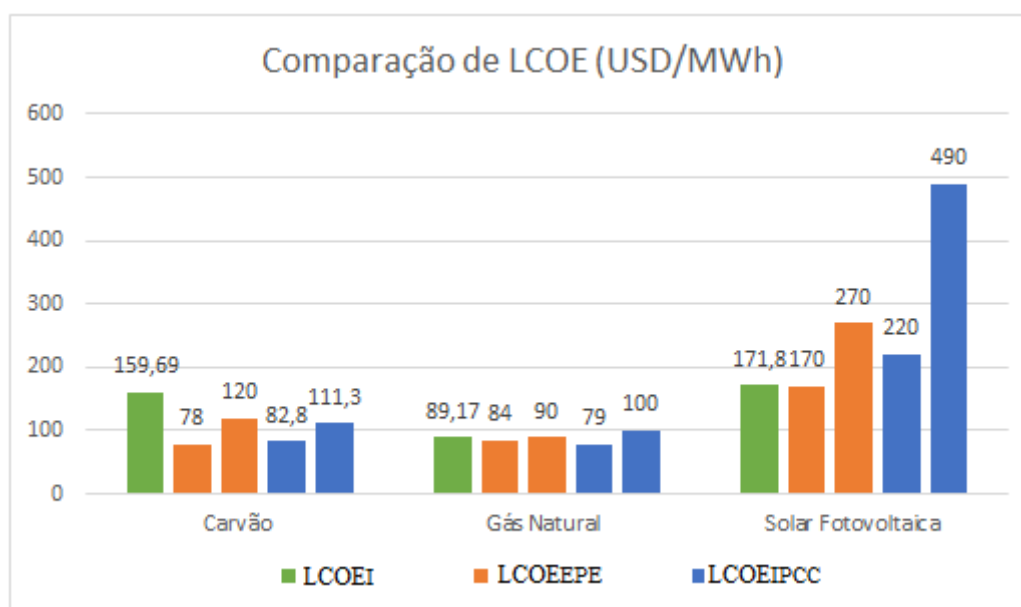


Figura 18 – Comparação entre o custo nivelado calculado ($LCOE_I$) e o custo nivelado da literatura.

Para adicionar os custos das externalidades ambientais ao custo final de cada tecnologia, utilizou-se da base de dados do próprio estudo de Rhodes, et al. 2017, que

está dividida em condados, escolheu-se o estado da Florida, por ter condições climáticas relativamente semelhantes a do Brasil, e segmentou-se os condados em três categorias, chamadas de Cidades Grandes, Cidades Médias e Cidades Pequenas, de acordo com sua população.

A categoria de Cidades Grandes, possui 13 condados, a de Cidades Médias, possui 23, e a de Cidades Pequenas, 31, calculou-se a média do custo de cada parâmetro de externalidade ambiental para cada categoria e tecnologia de produção energética. A Tabela 15 mostra os parâmetros utilizados como dados de entrada para cada categoria e tipo de tecnologia de produção energética.

Tabela 15: Dados de entrada para cálculo do custo de externalidades ambientais.

	Carvão	Gás Natural	Solar	Carvão	Gás Natural	Solar	Carvão	Gás Natural	Solar	Carvão	Gás Natural	Solar	Carvão e Gás Natural	Solar	Carvão e Gás Natural	Solar	Carvão e Gás Natural	Solar	Carvão e Gás Natural	Solar
	CO ₂ (USD/ton)			CH ₄ (USD/ton)			CO ₂ Downstream (USD/ton)			CO ₂ Upstream (USD/ton)			SO ₂ (USD/ton)		MP _{2.5} (USD/ton)		NO _x (USD/ton)		MP ₁₀ (USD/ton)	
Média Cidade Grande	71,65	68,34	63,93	0,00	2.014,32	0,00	97,00	89,29	78,26	47,40	47,40	47,40	78.444,68	0,00	154.646,02	0,00	3.763,46	0,00	1.159,33	0,00
Média Cidade Média	71,65	68,34	63,93	0,00	2.014,32	0,00	97,00	89,29	78,26	47,40	47,40	47,40	50.044,23	0,00	78.916,33	0,00	4.245,00	0,00	502,53	0,00
Média Cidade Pequena	71,65	68,34	63,93	0,00	2.014,32	0,00	97,00	89,29	78,26	47,40	47,40	47,40	29.256,69	0,00	32.544,27	0,00	2.777,39	0,00	262,19	0,00

Com a utilização dos dados de entrada da Tabela 15, somado aos já calculados LCOE_I, se obtém o LCOE_{AMB}, que é o custo nivelado calculado pela plataforma com a internalização de algumas externalidades ambientais referentes a solar fotovoltaica e as termelétricas a gás natural e a carvão. A Tabela 16 apresenta o LCOE_{AMB} para cada tecnologia, para os casos de cidades grandes, médias e pequenas. É importante ressaltar que as externalidades ambientais referentes a solar fotovoltaica não são influenciadas pela categoria do tamanho da cidade, por não emitir gases poluentes que afetam a população de forma localizada, como é o caso das termelétricas, sendo assim, o resultado para o LCOE_{AMB} desta tecnologia será o mesmo para as três categorias.

Tabela 16: Custo nivelado considerando externalidades ambientais (LCOE_{AMB})

	LCOE _{ambiental} (USD/MWh)		
	Carvão	Gás Natural	Solar Fotovoltaica
Cidades Grandes	278,07	126,35	174,27
Cidades Médias	246,37	122,42	174,27
Cidades Pequenas	225,23	119,97	174,27

Por está análise a tecnologia termelétrica a carvão saltou do preço, sem externalidades ambientais, LCOE_I, de 159,69 USD/MWh, para 278,07 USD/MWh, LCOE_{AMB}, aonde se considera externalidades ambientais, no caso de cidades grandes,

esta diferença representa um aumento de 74,13%, para o caso de cidades médias e pequenas os aumentos foram de 54,28% e 41,04%, respectivamente, o que representa um custo final de 246,37 USD/MWh e 225,23 USD/MWh.

Para a termelétrica a gás natural os aumentos com o incremento das externalidades ambientais no custo final da tecnologia, para cidades grandes, médias e pequenas, foram de 41,69%, 37,28% e 34,54%, respectivamente, o que significa um salto de 89,17 USD/MWh, para 126,35 USD/MWh para cidades grandes, 122,42 USD/MWh para cidades médias e 119,97 USD/MWh para cidades pequenas.

No caso da energia solar fotovoltaica a diferença entre o custo sem externalidades ambientais, $LCOE_I$, para o que adiciona este parâmetro, $LCOE_{AMB}$, foi de, apenas, 1,42%, o que representa uma aumento de 171,82 USD/MWh para 174, 27 USD/MWh.

Para uma análise mais relacionada com a realidade, será incorporado nos valores de referência da EPE e do IPCC, o aumento percentual de cada tecnologia e categoria, quanto ao tamanho da cidade, desta forma é possível estimar o impacto da internalização de externalidades ambientais nos custos energéticos utilizados como referência. As Tabelas 17 e 18 demonstram o $LCOE_{AMB}$ para os dados de referência da EPE e do IPCC, respectivamente.

Tabela 17: $LCOE_{AMB}$ para os dados de referência da EPE.

	Custo Nivelado (USD/MWh) Mínimo/Máximo	Tamanho da Cidade	Aumento Percentual	$LCOE_{Ambiental}$ (USD/MWh)
Carvão	82,8/111,3	Cidades Grandes	74,13%	144,17/193,80
		Cidades Médias	54,28%	127,74/171,71
		Cidades Pequenas	41,04%	116,78/156,97
Gás Natural	84/90	Cidades Grandes	41,64%	119,01/127,52
		Cidades Médias	37,28%	115,31/123,55
		Cidades Pequenas	34,54%	113,01/121,08
Solar Fotovoltaica	170/270	Todos os Casos	1,42%	172,41/273,83

Tabela 18: $LCOE_{AMB}$ para os dados de referência do IPCC.

	Custo Nivelado (USD/MWh) Mínimo/Máximo	Tamanho da Cidade	Aumento Percentual	$LCOE_{Ambiental}$ (USD/MWh) Mínimo/Máximo
Carvão	78/120	Cidades Grandes	74,13%	135,82/208,95
		Cidades Médias	54,28%	120,33/185,13
		Cidades Pequenas	41,04%	110,01/169,24
Gás Natural	79/100	Cidades Grandes	41,64%	111,93/141,69
		Cidades Médias	37,28%	108,45/137,28
		Cidades Pequenas	34,54%	106,28/134,54
Solar Fotovoltaica	220/490	Todos os Casos	1,42%	223,12/496,95

Na comparação dos custos com e sem externalidades ambientais, tanto para o caso da EPE, quanto para o caso do IPCC, é possível notar uma diferença significativa, valores que podem alterar a forma como as políticas de planejamento energético são pensadas, uma vez que, apesar de considerarem algumas questões ambientais, normalmente não se dá valores a estes aspectos, o que dificulta a justificativa de se evitar a implementação de fontes energéticas que se utilizam de combustíveis fósseis em sua produção energética.

Analizando os valores de $LCOE_{AMB}$, EPE e IPCC, com o consumo adicional de energia solar, com a utilização de novas políticas, indicado na Tabela 10, para cada ano de projeção, é possível comparar os custos de implementação, caso fosse instalado termelétricas ao invés de solar fotovoltaica, para cobrir esta demanda.

As Tabelas 19 e 20 comparam os custos de implementação de cada tecnologia, com base nos dados de referência da EPE e IPCC, respectivamente, para a demanda de consumo definido pela aplicação de novas políticas, para os anos de projeção.

Tabela 19: Custo de implementação de cada tecnologia para suprir a demanda de consumo, com dados de referência EPE, em bilhões de dólares.

EPE		Carvão		Gás Natural		Solar Fotovoltaica	
		Custo Mínimo	Custo Máximo	Custo Mínimo	Custo Máximo	Custo Mínimo	Custo Máximo
2020	Cidade Grande	0,093	0,125	0,077	0,082	0,111	0,177
	Cidade Média	0,082	0,111	0,074	0,08		
	Cidade Pequena	0,075	0,101	0,073	0,078		
2030	Cidade Grande	1,819	2,446	1,502	1,609	2,18	3,456
	Cidade Média	1,612	2,167	1,455	1,559		
	Cidade Pequena	1,474	1,981	1,426	1,528		
2040	Cidade Grande	5,895	7,925	4,867	5,215	7,064	11,198
	Cidade Média	5,224	7,022	4,715	5,052		
	Cidade Pequena	4,775	6,419	4,621	4,951		
2050	Cidade Grande	6,941	9,331	5,73	6,14	8,317	13,184
	Cidade Média	6,15	8,267	5,552	5,948		
	Cidade Pequena	5,622	7,558	5,441	5,83		

Com o objetivo de auxiliar na compreensão da Tabela 19, a Figura 19 é uma representação gráfica da estimativa dos custos de implementação mínimos e máximos das três fontes de energia, para cada ano de projeção, considerando apenas o cenário de Cidade Grande, da base de dados da EPE.

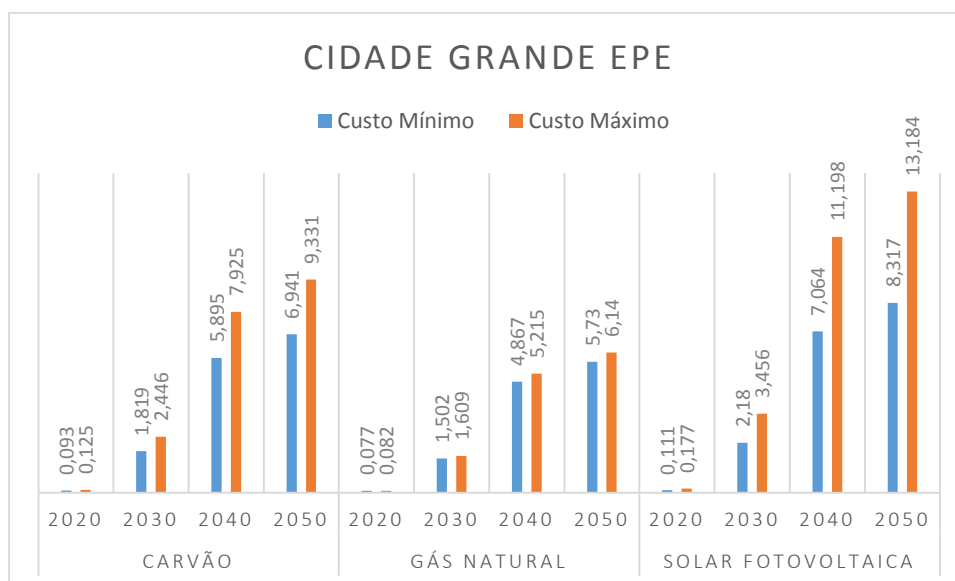


Figura 19 – Estimativa dos custos de implementação mínimos e máximos para cada tecnologia de produção energética, EPE.

A Figura 19 mostra como os custos de implementação crescem para todas as fontes energéticas, e é possível analisar que, para todos os anos de projeção, a termoeletricità a gás natural se mostra financeiramente mais econômica do que as outras duas tecnologias energéticas, mesmo considerando algumas externalidades ambientais no preço final.

Tabela 20: Custo de implementação de cada tecnologia para suprir a demanda de consumo, com dados de referência IPCC, em bilhões de dólares.

IPCC		Carvão		Gás Natural		Solar Fotovoltaica	
		Custo Mínimo	Custo Máximo	Custo Mínimo	Custo Máximo	Custo Mínimo	Custo Máximo
2020	Cidade Grande	0,088	0,135	0,072	0,091	0,144	0,322
	Cidade Média	0,077	0,119	0,07	0,088		
	Cidade Pequena	0,071	0,091	0,068	0,087		
2030	Cidade Grande	1,714	2,637	1,412	1,788	2,816	6,272
	Cidade Média	1,518	2,336	1,368	1,732		
	Cidade Pequena	1,388	1,788	1,341	1,698		
2040	Cidade Grande	5,554	8,545	4,577	5,794	9,124	20,323
	Cidade Média	4,921	7,571	4,435	5,614		
	Cidade Pequena	4,498	5,794	4,346	5,502		
2050	Cidade Grande	6,539	10,06	5,389	6,822	10,743	23,928
	Cidade Média	5,793	8,914	5,221	6,61		
	Cidade Pequena	5,296	6,822	5,117	6,478		

Com o objetivo de auxiliar na compreensão da Tabela 20, a Figura 20 é uma representação gráfica da estimativa dos custos de implementação mínimos e máximos das três fontes de energia, para cada ano de projeção, considerando apenas o cenário de Cidade Grande, da base de dados do IPCC.

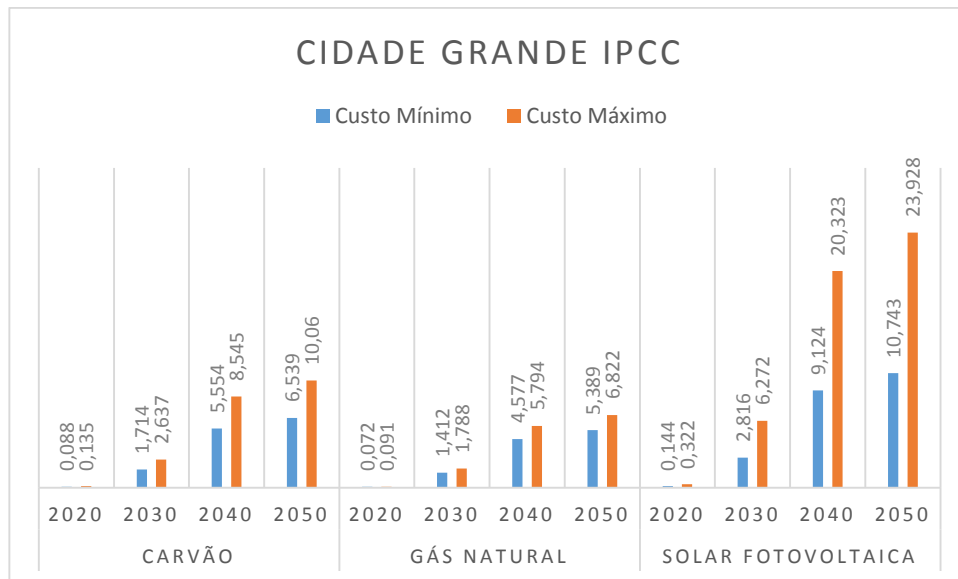


Figura 20 – Estimativa dos custos de implementação mínimos e máximos para cada tecnologia de produção energética, IPCC.

A Figura 20 mostra como os custos de implementação crescem para todas as fontes energéticas, e é possível analisar que, assim como na base de dados da EPE, para todos os anos de projeção, a termoeletrica a gás natural se mostra financeiramente mais econômica do que as outras duas tecnologias energéticas, mesmo considerando algumas externalidades ambientais no preço final. É importante ressaltar que para 2050, o preço máximo de implementação da energia solar é cerca de 10 bilhões de dólares mais caro do que na estimativa feita para a EPE, o que mostra a variância entre as bases de dados.

As Tabelas 19 e 20, das duas referências, EPE e IPCC, indicam que mesmo com a incorporação de algumas externalidades ambientais, as termelétricas, a gás natural e a carvão, ainda se saem melhor, no quesito financeiro, do que a solar fotovoltaica, principalmente com a base de dados do IPCC, aonde o custo de implementação máximo da solar fotovoltaica é consideravelmente maior do que os outros dados de referência. Entretanto, a partir da análise de benefício econômico de se investir em fontes de energia renovável no Brasil, de Pao e Fu, 2013, é possível que este déficit financeiro, se torne lucro, a longo prazo. Como mostra as Tabelas 21, 22 e 23. Aonde na Tabela 21 aplicou-se a Equação (6) para cada ano de projeção a fim de obter-se a Estimativa do Ganho Econômico (EGE), pela maior inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

Tabela 21. Estimativa do Ganho Econômico (EGE)

Ano	Projeção PIB (Bilhões de USD)	Consumo Adicional Energia Solar	EGE (Bilhões de USD)
2020	3327	0,10%	0,6654
2030	4428	1,30%	11,51
2040	5893	3,20%	37,715
2050	7540	3%	45,24

As Tabelas 22 e 23, para a base de dados da EPE e do IPCC, respectivamente, destacam os valores máximo e mínimos de benefício econômico para a implementação de energia solar fotovoltaica ao invés das termelétricas a carvão e a gás natural, com a incorporação dos resultados de EGE, expostos na Tabela 21.

Tabela 22: Benefício econômico pela implementação de energia solar fotovoltaica ao invés das termelétricas a carvão e a gás natural, em bilhões de dólares, fonte de referência, EPE.

EPE		Carvão		Gás Natural	
		Benefício Máximo	Benefício Mínimo	Benefício Máximo	Benefício Mínimo
2020	Cidade Grande	0,646	0,613	0,63	0,57
	Cidade Média	0,636	0,599	0,628	0,568
	Cidade Pequena	0,629	0,589	0,626	0,566
2030	Cidade Grande	11,149	10,499	10,831	9,663
	Cidade Média	10,941	10,22	10,785	9,613
	Cidade Pequena	10,803	10,034	10,756	9,581
2040	Cidade Grande	36,546	34,442	35,517	31,731
	Cidade Média	35,874	33,538	35,366	31,569
	Cidade Pequena	35,426	32,935	35,272	31,468
2050	Cidade Grande	43,864	41,386	42,652	38,195
	Cidade Média	43,073	40,322	42,474	38,004
	Cidade Pequena	42,545	39,613	42,364	37,885

Com o objetivo de auxiliar na compreensão da Tabela 22, a Figura 21 é uma representação gráfica da estimativa do benefício econômico de se investir em energia solar, para cada ano de projeção, considerando apenas o cenário de Cidade Grande, da base de dados da EPE.

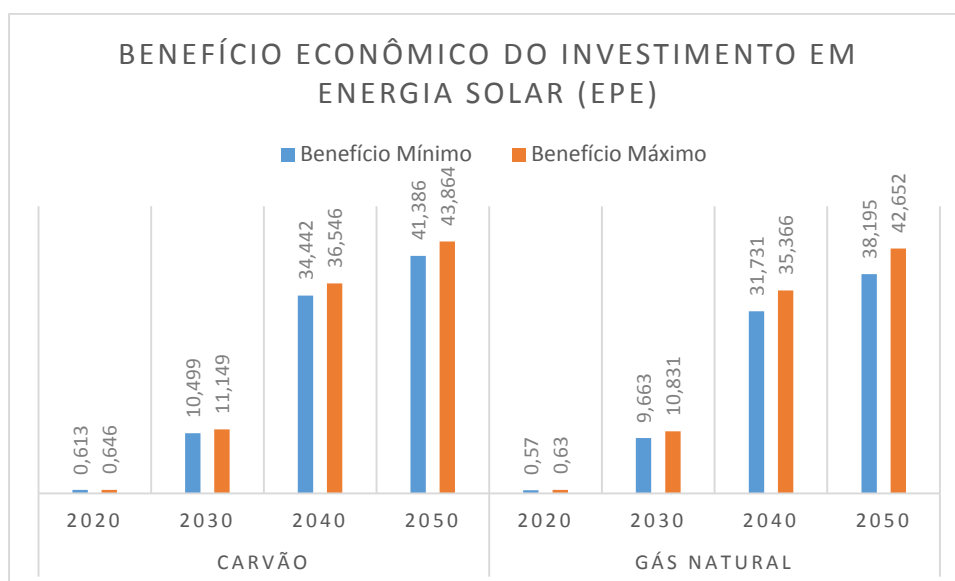


Figura 21 – Estimativa do benefício econômico de se investir em energia solar, EPE.

A Figura 21 indica como o benefício econômico aumenta ao longo das décadas, segundo a análise realizada. É possível notar grandes saltos nos valores dos benefícios, principalmente entre as décadas de 2020 a 2040. Como a estimativa do benefício econômico depende da participação da energia solar no SIN e do PIB, dois parâmetros que tem projeções de aumento significativo para as próximas décadas, é coerente que o valor do benefício siga mesma tendência.

A projeção para o aumento da participação da energia solar no SIN, da EPE, comparando o cenário de referência e o de novas políticas, parte de 0,1% em 2020 para um pico de 3,2% em 2040 e recuando para 3% em 2050, o que representa um crescimento de mais de 30 vezes em 30 anos, enquanto o PIB alcança 7,540 trilhões de dólares, em 2050, segundo projeção da PwC, um aumento de cerca de 2,3 vezes do PIB projetado para 2020, ou seja, os dois parâmetros que influenciam no valor benefício econômico para o investimento em energia solar, estão apresentando grandes crescimentos, segundo os estudos, o que justifica os grandes saltos nos valores dos benefícios.

O valor do benefício é significativo, alcançado até 43,864 e 42,652 bilhões de dólares para a substituição das termoeletricas a carvão e a gás natural, respectivamente, pela energia solar, no cenário de cidades grandes. Entretanto estes montantes representam apenas uma pequena parcela do PIB brasileiro de 2050, 0,581% e 0,565% para o caso do carvão e do gás natural, respectivamente.

Tabela 23: Benefício econômico pela implementação de energia solar fotovoltaica ao invés das termoeletricas a carvão e a gás natural, em bilhões de dólares, fonte de referência, IPCC.

IPCC		Carvão		Gás Natural	
		Benefício Máximo	Benefício Mínimo	Benefício Máximo	Benefício Mínimo
2020	Cidade Grande	0,608	0,478	0,593	0,435
	Cidade Média	0,598	0,463	0,591	0,432
	Cidade Pequena	0,592	0,435	0,589	0,43
2030	Cidade Grande	10,408	7,874	10,106	7,025
	Cidade Média	10,212	7,573	10,062	6,696
	Cidade Pequena	10,082	7,025	10,035	6,935
2040	Cidade Grande	34,144	25,936	33,167	23,186
	Cidade Média	33,511	24,962	33,025	23,005
	Cidade Pequena	33,089	23,186	32,936	22,893
2050	Cidade Grande	41,036	31,372	39,886	28,134
	Cidade Média	40,29	30,225	39,718	27,921
	Cidade Pequena	39,793	28,134	39,614	27,789

A Figura 22, é uma análise semelhante à Figura 21, considerando o cenário de Cidade Grande para a estimativa do benefício econômico de se investir em energia solar, porém com os dados de referência do IPCC.

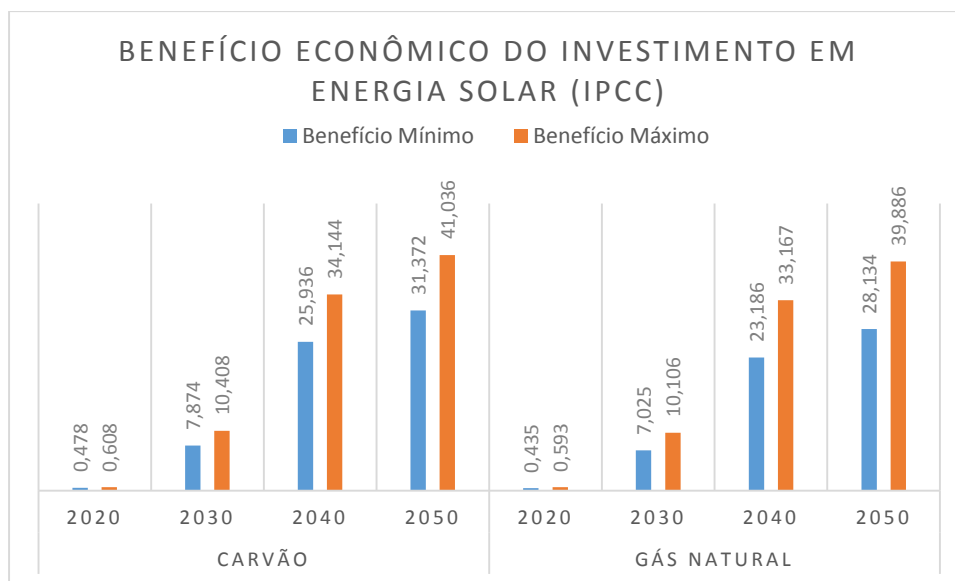


Figura 22 – Estimativa do benefício econômico de se investir em energia solar, IPCC.

Os dados da Figura 22 seguem a mesma tendência da Figura 21, grandes saltos nos valores dos benefícios econômicos para as décadas de 2020 a 2040, pelos mesmos motivos, os parâmetros de entrada para o cálculo do benefício apresentam projeções com crescimentos significativos para os anos de projeção. Os dados de referência do IPCC indicam custos significativamente mais caros do que os da EPE, para a energia solar, o que torna o custo de implementação desta tecnologia mais caro e, consequentemente, seu benefício, principalmente o mínimo, menor. Entretanto, mesmo com o valor de referência para o custo de implementação mais alto, o benefício econômico ainda se mostra significativo para todos os anos de projeção.

Portanto, as Tabelas 22 e 23 indicam que com o investimento para maior aderência da energia solar na matriz elétrica brasileira é possível observar lucros expressivos, principalmente a partir da década de 2040. No horizonte da projeção, 2050, é aonde se observa o maior valor de benefício econômico, já que o cálculo foi realizado relacionando o consumo energético e o PIB brasileiro, e, naturalmente, o PIB de 2050 é o maior da projeção, alcançado cerca de 7,540 trilhões de dólares segundo a projeção da PwC.

5. CONCLUSÃO

Atualmente a emissão de GEE mundial provenientes de fontes energéticas é consideravelmente alta, o que agrava o efeito estufa, além de possíveis efeitos colaterais à saúde da população próxima às fontes de emissão, e consequentemente provoca mudanças climáticas que influenciam diretamente todas as formas de vida terrestre e seus ambientes. As projeções indicam que a carga de emissão mundial deve aumentar durante este século, alcançando cerca de 43 bilhões de toneladas de CO₂ no ano de 2040, porém existem esforços para que haja a diminuição dos níveis de emissão e consequentemente não ocorra o aumento médio da temperatura terrestre, mitigando os efeitos das mudanças climáticas.

Para que não ocorra o aumento dos níveis de emissão de GEE é importante que as fontes renováveis de energia, com baixa emissão, tenham maior participação da matriz elétrica mundial, isto é um esforço que todos os países devem se comprometer, a fim de obter um futuro mais seguro e sustentável.

Apesar do Brasil possuir uma matriz elétrica relativamente sustentável, com mais de 60% da potência instalada do SIN de hidroelétricas, o país deve aumentar a sua demanda por energia elétrica três vezes mais nas próximas décadas, auxiliando para a maior participação de outras fontes energéticas na matriz elétrica brasileira.

Algumas projeções indicam que, devido a diversos fatores, como redução do regime hidrológico, em áreas estratégicas para o setor elétrico brasileiro, e disponibilidade de recursos, o Brasil, em cenários de estudos sobre planejamento energético, deve aumentar a participação de termoeletricas, com a queima de combustíveis fósseis, em sua matriz elétrica, o que iria na contramão do esforço mundial de mitigação da emissão de GEE.

Atualmente o Brasil não considera os aspectos ambientais no preço final de uma tecnologia energética, segundo relatórios da EPE, sendo que esta é uma tendência mundial, como mostra os valores de custos energéticos do IPCC. Esta desconsideração pode influenciar na tomada de decisão de escolha de implementação de uma fonte energética e favorecer aquelas que possuem aspectos ambientais negativos e não são contabilizados.

Com o objetivo de auxiliar na mudança de análise de viabilidade de uma fonte energética foi utilizado uma metodologia que incorpora aspectos ambientais nesta análise de viabilidade. Para este estudo foi tomado como base a diferença de

participação da energia solar no SIN, com o investimento em novas políticas. Esta participação adicional é comparada entre a energia solar fotovoltaica e as termoeletricas a carvão e a gás natural.

Em relação a emissão de GEE o investimento em energia solar fotovoltaica se mostra eficiente, como está indicado na Figura 17, aonde é possível mitigar cerca de 12% da emissão total proveniente da produção de energia elétrica no Brasil.

Estimou-se o custo de implementação, considerando externalidades ambientais, de cada fonte energética para suprir a demanda proposta. A análise de certos cenários mostra que o custo das termoeletricas é significativamente afetado pela inclusão de externalidades ambientais, atingindo um aumento de até 74,13% e 41,64% para o carvão e o gás natural, respectivamente, enquanto na energia solar, seria de apenas 1,42%. Entretanto, mesmo com esta disparidade entre os impactos das externalidades ambientais nos custos finais das tecnologias, as termoeletricas ainda apresentam um custo financeiro menor do que a energia solar fotovoltaica. Para complementar esta análise incorporou-se também os resultados do estudo de Pao e Fu, 2013, aonde o consumo de energias renováveis se traduzem em benefícios econômicos a longo prazo para o Brasil, com a inclusão deste elemento, o investimento em energia solar para suprir a demanda proposta se mostra significativamente lucrativo.

O intuito é obter um resultado que seja satisfatório ambientalmente, com a redução de emissão de gases poluentes, socialmente, com a disponibilidade de energia elétrica de forma segura para a sociedade brasileira e economicamente, com o retorno dos investimentos governamentais em políticas de incentivo e ainda com possíveis ganhos econômicos.

Desta forma conclui-se que a inserção de aspectos ambientais na viabilidade de fontes energéticas é benéfico para o Brasil, pois é favorável ambientalmente, com a redução de emissão de gases poluentes, socialmente, com a disponibilidade de energia elétrica de forma segura para a sociedade brasileira e economicamente, com o retorno dos investimentos governamentais em políticas de incentivo e ainda com possíveis ganhos econômicos. Entretanto este estudo é apenas um indicativo desta possibilidade, a incorporação do custo de externalidades ambientais na produção energética é complexa e exige análises detalhadas de diversos setores da sociedade, apesar da utilização de diversas referências bibliográficas, estes resultados são apenas um ponto de vista dos inúmeros que existem sobre questões energéticas.

Com a intenção de aprimorar algumas das análises realizadas neste estudo é proposto algumas sugestões de estudos futuros. A estimativa do custo de externalidades ambientais, específico para o caso brasileiro, de cada fonte energética. Metodologias práticas da incorporação de aspectos ambientais na viabilidade de uma fonte energética. Estudos na viabilidade técnica de uma maior participação da energia solar no SIN.

6 BIBLIOGRAFIA

- ABESCO. O que é eficiência energética. Disponível em:
<<http://www.abesco.com.br/pt/o-que-e-eficiencia-energetica-ee/>>. Acesso em: 21 out. 2017.
- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001. (Ackermann et al. 2001)
- ANEEL, 2016, Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. ed – Brasília : ANEEL, 2016. (ANEEL, 2016)
- ANEEL. Big-banco de informações de geração. Disponível em:
BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. Séries completas: oferta e demanda de energia por fonte 1970-2016. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 23 out. 2017
- BANCO MUNDIAL. Licenciamento Ambiental de Empreendimento Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate. Brasília: Escritório do Banco Mundial no Brasil, 2008. 34p. (Volume I: Relatório Síntese) (Banco Mundial, 2008)
- BARBOSA FILHO, Wilson Pereira et al. EXPANSÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL: IMPACTOS AMBIENTAIS E POLÍTICAS PÚBLICAS. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, v. 4, p. 628-642, 2015. (Barbosa Filho *et al.*, 2015)
- CERQUEIRA, G. A. et al. A Crise Hídrica e suas Consequências. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, abril/2015 (Boletim Legislativo nº 27, de 2015). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em 24 de outubro de 2017.
- COSTA S.S.T. 2005. Introdução à economia do meio ambiente. São Paulo, 247p.
- DA COSTA, Andréia Rezende; ROSA, Luciênio; JÚNIOR, Silva. IDENTIFICAÇÃO DAS EXTERNALIDADES AMBIENTAIS: UM ESTUDO EM UMA EMPRESA DO SETOR FRIGORÍFICO DE TANGARÁ DA SERRA/MT. *Revista UNEMAT de Contabilidade*, v. 1, n. 1, 2012.
- DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL, Atlas. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: Aneel, 2008.
- DE PESQUISA ENERGÉTICA, Empresa. Demanda de Energia 2050. MME/EPE: Rio de Janeiro, Brazil, 2016.
- DE PESQUISA ENERGÉTICA, Empresa. Matriz Energética Nacional 2030. Brasília, MME/EPE, 2007, pg. 142. (Matriz Energética Nacional 2030, 2007)
- ECONOMICS, PwC. World in 2050. The long view: how will the global economic order change by 2050. PricewaterhouseCoopers LLP, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Perguntas frequentes. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/acessoainformacao/paginas/perguntasfrequent.es.aspx>>. Acesso em: 24 out. 2017.

EMPRESA, DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço energético nacional 2017: Ano base 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/benseriescompleas.aspx>>. Acesso em: 21 out. 2017.

EPA, 2004. Environmental Protection Agency. Air Quality Criteria for Particulate Matter. Vol 1 and 2, 2004.

EPA, 2018, Environmental Protection Agency. Acid Rain. Disponível em: <<https://www.epa.gov/acidrain>>. Acesso em Out. 2018.

EPA, 2018, Environmental Protection Agency. Environmental Economics Disponível em: <<https://www.epa.gov/environmental-economics/mortality-risk-valuation#means>>. Acesso em Out. 2018

EPA, 2018, Environmental Protection Agency. Environmental Topics. Disponível em: <<https://www.epa.gov/environmental-topics/air-topics>>. Acesso em Out. 2018

EPA, 2018, Environmental Protection Agency. Health and Environmental Effects of Particulate Matter (PM). Disponível em: <<https://www.epa.gov/pm-pollution/health-and-environmental-effects-particulate-matter-pm>>. Acesso em Out. 2018

EPA, 2018, Environmental Protection Agency. Nitrogen Dioxide (NO₂) Pollution. Disponível em: <<https://www.epa.gov/no2-pollution/basic-information-about-no2#What%20is%20NO2>>. Acesso em Out. 2018

EPA, 2018, Environmental Protection Agency. Overview of Greenhouses Gases. Disponível em: <<https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases#CH4%20reference>>. Acesso em Out. 2018

EPA, 2018, Environmental Protection Agency. Particle Matter (PM) Basics. Disponível em: <<https://www.epa.gov/pm-pollution/particulate-matter-pm-basics#PM>>. Acesso em Out. 2018

EPA, 2018, Environmental Protection Agency. Sulfur Dioxide Basics. Disponível Em: <<https://www.epa.gov/so2-pollution/sulfur-dioxide-basics#what%20is%20so2>>. Acesso em Out. 2018.

EPA. Environmental Protection Agency. An Introduction to Environmental Accounting as a Business Management Tool: Key Concepts and Terms. 1995. Disponível em: <<http://www.epa.gov/oppt/library/pubs/archive/acct-archive/pubs/busmgt.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2018.

GALVÃO, Jucilene; BERMANN, Célio. Crise hídrica e energia: conflitos no uso múltiplo das águas. Estudos avançados, v. 29, n. 84, p. 43-68, 2015.

GOLÇALVES, L. C. Planejamento de energia e metodologia de avaliação ambiental estratégica: conceitos e críticas. Curitiba: Juruá, 2009. 190p (Golçalves, 2009)

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. *Revista de Administração Pública*, [S.L], v. 43, n. 2, p. 295-322, abr. 2009.

GOVERNO DO BRASIL. Sistemas interligado atende 98% do mercado brasileiro. Disponível em: < <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/sistema-interligado-nacional-atende-98-do-mercado-brasileiro>>. Acesso em: 19 out. 2017.

Harris, Jonathan M. *Environmental and Natural Resource Economics: A Contemporary Approach* (2002).

HOLLAND, Stephen P. et al. Environmental benefits from driving electric vehicles?. National Bureau of Economic Research, 2015.

HOSENUZZAMAN, M. et al. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 284-297, 2015. (HOSENUZZAMAN, M. et al., 2015)

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. 1º Diagnóstico da rede de monitoramento da qualidade do ar no Brasil. 2014. Disponível em: <http://www.forumclima.pr.gov.br/arquivos/File/Rosana/Diagnostico_Qualidade_do_Ar_Versao_Final_Std.pdf> Acesso em: 15 Out. 2018.

INTEGRAÇÃO 18 ANOS DE MUITA HISTÓRIA, Revista. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasília: ONS, 2016

INTERAGENCY WORKING GROUP et al. Technical update on the social cost of carbon for regulatory impact analysis-under executive order 12866. Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Key world energy statistics. International Energy Agency, 2016.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). (2007). “Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.” Core writing team: Pachauri, R.K., e Reisinger, A. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 p.

IPCC, 2007, Intergovernmental Panel on Climate Change. Air Quality and Pollution. Disponível em <https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch4s4-5-2.html>. Acesso em Set. 2018

IPCC, 2014, Human Health: Impacts, Adaptation, and Co-Benefits. Disponível em <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/WGIIAR5-Chap11_FINAL.pdf>. Acesso em: Out. 2018

IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. Pagina 72 (IPCC, 2014)

MARTEN, Alex L.; NEWBOLD, Stephen C. Estimating the social cost of non-CO2 GHG emissions: Methane and nitrous oxide. *Energy Policy*, v. 51, p. 957-972, 2012.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018. Poluentes Atmosféricos. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/qualidade-do-ar/poluentes-atmosf%C3%A9ricos.html>>. Acesso em Out.2018

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018. Qualidade do Ar. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/qualidade-do-ar.html>>. Acesso em Set. 2018

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2018. Qualidade do Ar. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/qualidade-do-ar/fontes-fixas>>. Acesso em Set. 2018

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Acordo de paris. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>>. Acesso em: 19 out. 2017.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Indc (contribuição nacionalmente determinada). Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/informma/item/10570-indc-contribui%C3%A7%C3%A3o-nacionalmente-determinada>>. Acesso em: 20 out. 2017.

MONZONI, Mario. Diretrizes empresariais para o relato de externalidades ambientais. GVces, 2014.

MORETTO, Evandro Mateus; GOMES, Carina Sernaglia; ROQUETTI, Daniel Rondinelli and JORDAO, Carolina de Oliveira. Histórico, tendências e perspectivas no planejamento espacial de usinas hidrelétricas brasileiras: a antiga e atual fronteira Amazônica. *Ambient. soc.* [online]. 2012, vol.15, n.3, pp.141-164 (Moretto et al. , 2012)
MULLER, Nicholas Z.; MENDELSON, Robert. Efficient pollution regulation: getting the prices right. *American Economic Review*, v. 99, n. 5, p. 1714-39, 2009.

PAO, Hsiao-Tien; FU, Hsin-Chia. Renewable energy, non-renewable energy and economic growth in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 25, p. 381-392, 2013. (Pao e Fu, 2013)

PBMC, 2014: Base científica das mudanças climáticas. Contribuição do Grupo de Trabalho 1 do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas ao Primeiro Relatório da Avaliação Nacional sobre Mudanças Climáticas [Ambrizzi, T., Araujo, M. (eds.)]. COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 464 pp. Acesso em 24/10/2017 (Base Científica das Mudanças Climáticas)

REN21, Renewables. Global status report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris, France, 2016.

RHODES, Joshua D. et al. A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities. *Energy Policy*, v. 102, p. 491-499, 2017.

ROSA, 2011, Taxa de desconto. Disponível em: <<https://www.conservation-strategy.org/pt/hydrocalculator-help-article/taxa-de-desconto>>. Acesso em: Set. 2018

Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, 2014: Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. (Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Anexo III, IPCC, 2014)

SHAYANI, Rafael Amaral; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. Externalidades da geração de energia com fontes convencionais e renováveis. In: VI CBPE – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Salvador: Energia e Meio Ambiente, 2008.

SOUZA, M. P. Instrumentos de gestão ambiental: fundamentos e prática. São Carlos: Riani Costa, 2000. 112p.

TOLMASQUIM, M. T. Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. International energy outlook 2016. 2017.

VALLÊRA, Antônio M.; BRITO, Miguel Centeno. Meio século de história fotovoltaica. Gazeta da física, v. 29, n. 1, p. 10-15, 2006.

VARIAN, H.R. (2010). Intermediate microeconomics: a modern approach. New York, NY: W.W. Norton & Co.